

Análisis de La Producción Eólica Regional

*Proyecto Fin de Máster
Máster Sistemas de Energía Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingenieros de
Sevilla*

Carlos Pérez Fernández-Espada

15-10-2015

Índice

Capítulo 1. Energía Eólica. Contexto	6
1 Introducción y Objetivo del Proyecto.....	6
2 Mercado Eólico Mundial	8
3 Mercado Eólico Nacional.....	13
4 Marco normativo Eólico Nacional	16
Capítulo 2. Modelo de Producción Eólica Regional	20
1 ¿Qué es la Energía Eólica?.....	20
2 Medición del Viento	21
3 Clasificación del viento.....	22
4 Naturaleza del viento	24
5 Potencia Eólica	28
6 Variaciones de Viento. Distribución Weibull.....	33
7 Curva de Potencia	36
8 Factor de Carga	37
9 Confiabilidad – Disponibilidad.....	38
10 Componentes de un aerogenerador	39
Capítulo 3. Generación de Series de Producción Eólica Regional.....	43
1 Introducción	43
2 Datos de Holanda	44
3 Datos de Canadá	46
4 Base de Datos.....	48
5 Aerogeneradores.....	49
5.1 Fabricantes Aerogeneradores	49
5.2 Análisis de Aerogeneradores.....	52
Capítulo 4. Análisis de Variabilidad de Producción Eólica Regional.....	57
1 Introducción	57
2 Simulación de Aerogenerador “X” situado en la localización “L”	57
2.1 Elección del Aerogenerador	57
2.2 Elección de la Localización	59
2.3 Cálculos	60

2.4	Presentación de Resultados	62
2.5	Caso Práctico 1. (1) Aerogenerador Vs (3) Localizaciones	63
2.6	Caso Práctico 2. (3) Aerogeneradores de igual Potencia Nominal Vs (1) Localización	69
2.6.1	Caso Práctico 2A. (3) Aerogeneradores de 900 kW de Potencia Nominal Vs (1) Localización	69
2.6.2	Caso Práctico 2B. (3) Aerogeneradores de 2000 kW de Potencia Nominal Vs (1) Localización	73
2.7	Caso Práctico 3. (2) Aerogeneradores distinta Potencia Nominal Vs (1) Localización	77
3	Simulación de un Aerogenerador “X” para N localizaciones “L”	80
3.1	Elección del Aerogenerador	80
3.2	Carga de Base de Datos y Cálculos	81
3.3	Presentación de Resultados	83
3.4	Caso Práctico 4.	85
3.4.1	Caso Práctico 4A. Simulación del aerogenerador modelo G80.....	85
3.4.2	Caso Práctico 4B. Simulación del aerogenerador modelo G90.....	87
3.4.3	Caso Práctico 4C. Simulación del aerogenerador modelo E82-2.	89
3.4.4	Caso Práctico 4D. Simulación del aerogenerador modelo G58.	91
3.4.5	Caso Práctico 4E. Simulación del aerogenerador modelo E44.....	93
3.4.6	Análisis de Resultados	95
4	Cálculo de Rampas	99
4.1	Introducción	99
4.2	Cálculo de Rampas	100
4.3	Calculo de Rampas en algoritmo.....	100
4.4	Presentación de Resultados	100
4.5	Ejemplo Práctico 5.....	101
4.5.1	Caso Práctico 5A. Simulación del aerogenerador modelo G90.....	101
4.5.2	Caso Práctico 5B. Simulación del aerogenerador modelo E82-2.	103
4.5.3	Caso Práctico 5B. Simulación del aerogenerador modelo G58.....	104
4.5.	Conclusiones.....	104
5	Cálculo de la Distribución de Weibull para N localizaciones “L”	105

Capítulo 5. Simulación de la curva Multi-turbina.....	111
1 Introducción	111
2 Método de Hannele Holttinen para curva Multi-turbina.....	111
2.1 Introducción	111
2.2 Potencia Eólica Agregada	113
2.3 Metodología	113
2.4 Método paso a paso.....	116
2.5 Conclusiones de Holttinen	116
3 Aplicación Método de Hannele Holttinen para curva Multi-turbina	117
3.1 Aplicación práctica a la base de datos disponible.....	117
3.2 Conclusiones	122
4 Método Alternativo para Curva Multi-turbina.....	123
4.1 Descripción del método propuesto.....	123
4.2 Aplicación práctica a la base de datos disponible.....	124
4.3 Conclusiones.....	127
5 Comparativo de ambos métodos propuestos para la obtención de Curva Multi-turbina	128
5.1 Caso práctico simulación de la curva multi-turbina en una localización concreta. ..	128
5.1.1 Método de Hannele Holttinen	128
5.1.2 Método Alternativo.....	131
5.1.3 Simulación Aerogenerador G80	133
5.1.4 Resultados	135
5.2 Caso práctico simulación de la curva multi-turbina en una región.....	137
5.3 Conclusiones	138
Capítulo 6. Conclusiones	140
Capítulo 7. Bibliografía	143
Capítulo 8. Índice de Figuras	147
Capítulo 9. Anexos	155

BALANCE ELÉCTRICO, POTENCIA INSTALADA Y RED DE TRANSPORTE

[1]

Balance eléctrico anual (1)

	Sistema peninsular		Sistemas no peninsulares		Total nacional	
	GWh	% 14/13	GWh	% 14/13	GWh	% 14/13
Hidráulica	35.685	5,0	0	-	35.685	5,0
Nuclear	57.179	0,6	-	-	57.179	0,6
Carbón	43.859	10,2	2.405	-7,2	46.264	9,1
Fuel/gas (2)	-	-	6.620	-5,5	6.620	-5,5
Ciclo combinado (3)	21.979	-12,4	3.890	8,6	25.869	-9,8
Consumos generación (4)	-6.518	4,0	-742	-5,4	-7.260	2,9
Hidroeléctrica	-	-	1	-	1	-
Resto hidráulica (5)	7.053	-0,7	3	14,5	7.056	-0,6
Eólica	51.032	-6,1	407	10,2	51.439	-6,0
Solar fotovoltaica	7.801	-1,5	410	0,2	8.211	-1,4
Solar térmica	5.013	12,9	-	-	5.013	12,9
Térmica renovable	4.739	-6,4	10	11,7	4.749	-6,4
Cogeneración y resto	25.903	-19,1	283	9,1	26.186	-18,9
Generación neta	253.724	-2,5	13.288	-1,1	267.012	-2,5
Consumos en bombeo	-5.403	-9,3	-	-	-5.403	-9,3
Enlace Península-Baleares (6)	-1.293	1,9	1.293	1,9	0	-
Intercambios internacionales (7)	-3.543	-47,4	-	-	-3.543	-47,4
Demanda (b.c.)	243.486	-1,2	14.581	-0,9	258.067	-1,2

(1) Asignación de unidades de producción según combustible principal. (2) En el sistema eléctrico de Baleares se incluye la generación con grupos auxiliares. (3) Incluye funcionamiento en ciclo abierto. (4) Consumos en generación correspondientes a la producción hidráulica, nuclear, carbón, fuel/gas y ciclo combinado. (5) Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH). (6) Valor positivo: entrada de energía en el sistema; valor negativo: salida de energía del sistema. (7) Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador.

Potencia instalada a 31 de diciembre

	Sistema peninsular		Sistemas no peninsulares		Total nacional	
	MW	% 14/13	MW	% 14/13	MW	% 14/13
Hidráulica	17.786	0,0	1	0,0	17.787	0,0
Nuclear	7.866	0,0	-	-	7.866	0,0
Carbón	10.972	-1,4	510	0,0	11.482	-1,4
Fuel/gas	520	0,0	2.979	0,0	3.498	0,0
Ciclo combinado (1)	25.353	0,0	1.854	0,0	27.206	0,0
Hidroeléctrica	-	-	12	-	12	-
Resto hidráulica (2)	2.105	0,0	0,5	0,0	2.106	0,0
Eólica	22.845	0,0	158	0,0	23.002	0,0
Solar fotovoltaica	4.428	0,1	244	0,5	4.672	0,1
Solar térmica	2.300	0,0	-	-	2.300	0,0
Térmica renovable	1.010	3,6	5	0,0	1.016	3,6
Cogeneración y resto	7.075	-0,1	121	0,0	7.196	-0,1
Total	102.259	-0,1	5.884	0,2	108.142	-0,1

(1) Incluye funcionamiento en ciclo abierto. (2) Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH).

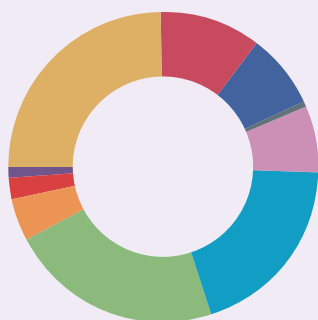
Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en los datos de potencia de resto hidráulica, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, térmica renovable y cogeneración y resto.

SISTEMA PENINSULAR

2.1 Demanda

[2]

Potencia instalada a 31 de diciembre del 2014 (102.259 MW)

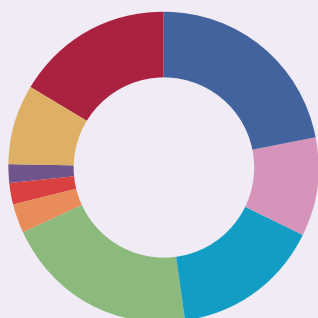


● Ciclo combinado **24,8 %**
 ● Carbón **10,7 %**
 ● Nuclear **7,7 %**
 ● Fuel/gas **0,5 %**
 ● Cogeneración y resto **7,0 %**

● Hidráulica (1) **19,5 %**
 ● Eólica **22,3 %**
 ● Solar fotovoltaica **4,3 %**
 ● Solar térmica **2,2 %**
 ● Térmica renovable **1,0 %**

(1) Incluye la potencia de bombeo puro (2.747 MW).

Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica



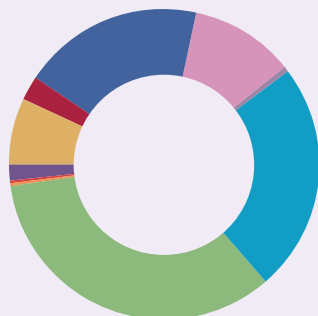
● Ciclo combinado **8,5 %**
 ● Carbón **16,4 %**
 ● Nuclear **21,9 %**
 ● Cogeneración y resto **10,4 %**

● Hidráulica (1) **15,4 %**
 ● Eólica **20,4 %**
 ● Solar fotovoltaica **3,1 %**
 ● Solar térmica **2,0 %**
 ● Térmica renovable **1,9 %**

(1) No incluye la generación de bombeo.

Cobertura de la demanda máxima horaria 38.666 MW

4 de febrero del 2014 (20-21 h)



● Ciclo combinado **7,0 %**
 ● Carbón **2,5 %**
 ● Nuclear **18,9 %**
 ● Cogeneración y resto **10,8 %**
 ● Saldo importador de intercambios internacionales **0,6 %**

● Hidráulica (1) **24,0 %**
 ● Eólica **34,5 %**
 ● Solar fotovoltaica **0,1 %**
 ● Solar térmica **0,1 %**
 ● Térmica renovable **1,5 %**

(1) No incluye la generación de bombeo.

Capítulo 1.

Energía Eólica. Contexto

Tabla de contenido

Capítulo 1. Energía Eólica. Contexto 6

1 Introducción y Objetivo del Proyecto 6

2 Mercado Eólico Mundial..... 8

3 Mercado Eólico Nacional 13

4 Marco normativo Eólico Nacional..... 16

Capítulo 1. Energía Eólica. Contexto

1 Introducción y Objetivo del Proyecto

En los últimos años se ha experimentado un gran incremento de la presencia de las energías renovables en los sistemas eléctricos. Hasta ahora la energía eólica ha experimentado un considerable aumento de su capacidad instalada, por lo que la mayor parte de los estudios realizados hasta el momento se han centrado en evaluar sus efectos sobre el sistema eléctrico.

Particularmente el aumento de la penetración de la energía eólica ha estado acompañado de cambios tanto en los mercados eléctricos como en la operación del sistema eléctrico y de las centrales convencionales.

Desde el punto de vista de la gestión de la red, uno de los efectos experimentados ha sido el aumento de las congestiones, puesto que la producción de la generación no siempre está cerca de los puntos de consumo, y las redes estaban diseñadas sin tener en cuenta la ubicación de estas fuentes energéticas.

En lo que respecta a la programación de la generación, los niveles de las reservas han aumentado debido, por un lado, a la variabilidad de la energía eólica, y por otro, a su parcial predictibilidad que implica en muchos casos una sobre estimación de la reserva necesaria. Además de eso, el resto de las centrales convencionales han cambiado su modo de operación para adaptarse a las características de la producción eólica aumentando el número de puestas en marcha y paradas y la operación a carga parcial. Estas dos últimas características tienen efectos perniciosos en el tiempo de vida de estas centrales y, por tanto, en los costes variables en los que se incurre. Por un lado, se hace un uso más severo de las rampas de producción, y por otro, la operación a carga parcial tiene un rendimiento menor para estas centrales.

En lo que respecta a los precios del mercado, se experimenta por un lado una disminución de los precios, puesto que las centrales renovables tienen un coste marginal de producción cero, al tiempo que aumenta su volatilidad; pero por otro lado, se incrementan los costes de provisión de reservas y aumentan los pagos por capacidad.

Por todo lo anterior es necesario realizar estudios para evaluar estos efectos, que aunque han proliferado enormemente en los últimos años, están centrados mayoritariamente en la energía eólica.

Objetivo del Proyecto

Tal como se desprende del estado del mercado de la energía eléctrica de origen eólica, el mercado está en un proceso de expansión sostenible después de un gran impulso del sector y una posterior etapa de estabilización. El hecho de la necesidad de buscar energías alternativas a las convencionales hace que en las próximas décadas la energía eólica adquiera un papel aún más determinante en el mix eléctrico.

Particularmente este aumento de la penetración de la energía eólica trae acompañado, los ya mencionados, cambios tanto en los mercados eléctricos como en la operación del sistema eléctrico y de las centrales convencionales, especialmente en el uso de los niveles de reserva.

Como consecuencia del boom de la energía eólica de años anteriores, se ha detectado en países como Alemania y España, se instalaron parques eólicos en ubicaciones las cuales quizás no fueran las más apropiadas debido al mal aprovechamiento que se hace del recurso eólico. Este mal aprovechamiento puede ser tanto por una mala ubicación geográfica de los aerogeneradores, como por la instalación de aerogeneradores de potencia nominal y comportamiento no optimizados a los niveles de viento de la localización. Estos dos aspectos, en nuestra opinión, claves a realizar durante la fase de estudio de los proyectos, han dado lugar a que los cambios ya mencionados en la operación del sistema eléctrico a nivel operación se haya acentuado, provocando muchos quebraderos de cabeza a los operadores de red.

Ante esta situación nos planteamos como disponer de una aplicación que nos permita conocida una serie temporal de viento de una localización, por un lado si estamos ante una buena localización, y por otro lado cual sería la máquina o aerogenerador más conveniente para los niveles de viento existente. Luego es ahí el fin principal de este proyecto, estudiar el estado del arte actual de la energía eólica, y demostrar mediante una programación simple en Matlab, como un buen estudio de la localización y el elegir la máquina apropiada para cada localización podría atenuar los efectos de la penetración eólica en la red eléctrica.

El contenido del proyecto se extiende en cinco capítulos principales. En el capítulo 1, se analiza el estado del mercado de la energía eólica, tanto a nivel nacional como internacional, así como un repaso al actual marco legislativo.

Ya en el capítulo 2, se describen los aspectos físicos que caracterizan a la energía eólica, los parámetros los cuales definen las características de la energía eólica y las principales características de los aerogeneradores eólicos.

En el capítulo 3 se muestran las principales fuentes de datos temporales de las series de viento empleadas en la elaboración de la base de datos utilizada a lo largo de los diferentes casos prácticos elaborados en el transcurso del proyecto, así como se indican los principales fabricantes de aerogeneradores a nivel nacional e internacional.

Continuando en el capítulo 4, se definen las herramientas en Matlab que nos van ayudar a simular el funcionamiento de los diferentes aerogeneradores:

- Simulación de un Aerogenerador "X" situado en una determinada localización "L".
- Simulación de un Aerogenerador "X" para N localizaciones "L"
- Cálculo de Rampas

Por último, en el capítulo 5 nos planteamos, como obtener una herramienta que ayude a la hora de localizar la correcta ubicación de un parque eólico, en su fase inicial de estudio, es decir cuando no tenemos más información de viento que la adquirida en una única estación meteorológica. Esta idea, se plantea tras estudiar el artículo de Hannele Holttinen, en el cual obtiene una curva multi-turbina que representa el comportamiento de 3 aerogeneradores situados en una amplia extensión. Este procedimiento será descrito y posteriormente debatido, proponiéndose un método alternativo.

2 Mercado Eólico Mundial

Según análisis recogido en el documento “2014 Half-year Report” emitido por la World Wind Energy Association (WWEA), y a expensas de conocer el informe correspondiente a 2015, podemos realizar el siguiente análisis a nivel mundial sobre el estado de la energía eólica.

Mercado mundial del viento: Capacidad eólica sobre 336 Giga vatios

La capacidad eólica a nivel mundial alcanzó 336,327 MW a finales de junio de 2014, de los cuales 17.613 MW se instalaron en el primer semestre de 2014. Este aumento fue substancialmente más alto en los primeros semestres de 2013 y 2012, cuando 13,9 GW y 16,4 GW fueron respectivamente instalados.

La capacidad eólica instalada en todo el mundo para mediados de 2014 generó alrededor de un 4% de la demanda mundial de electricidad.

Como se muestra en la *Ilustración 1* adjunta, la capacidad eólica instalada creció un 5,6% durante la primera mitad del 2014, lo que supone un aumento del 13,1% desde mediados de 2013.

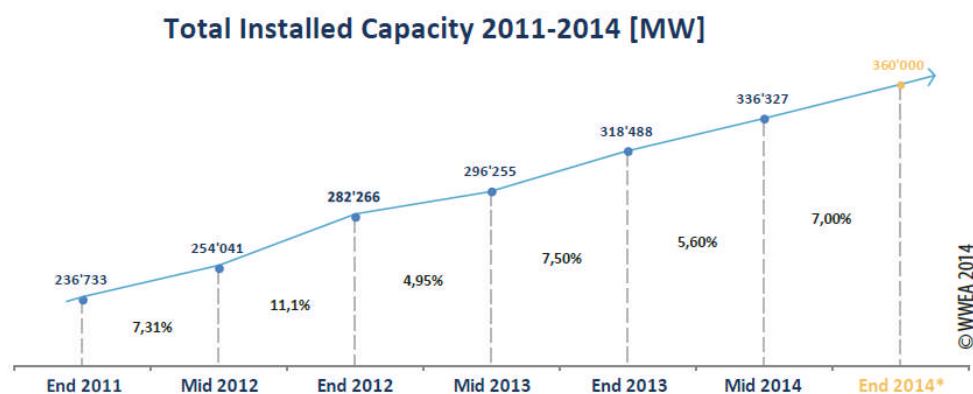
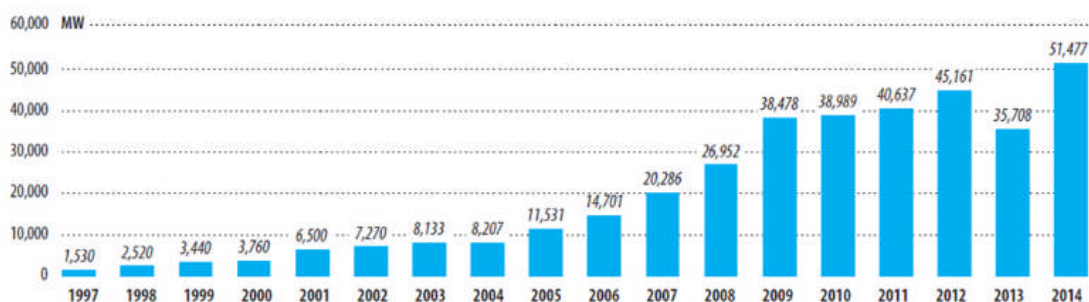


Ilustración 1. Potencia Mundial Instalada [MW] (Fuente. 2014 Half-Year Report. WWEA-2014)

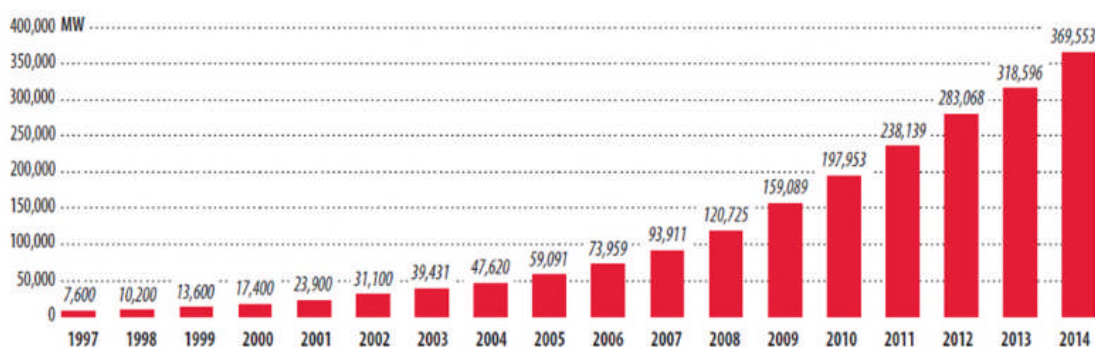
Las razones del desarrollo positivo de los mercados de eólicos en todo el mundo son sin duda las ventajas económicas de la energía eólica y su cada vez mayor competitividad en relación con otras fuentes de electricidad, así como la necesidad imperiosa de implementar tecnologías libre de emisiones con el fin de mitigar el cambio climático y la contaminación del aire.

Potencia eólica anual instalada en el mundo. 1997-2014



Fuente: GWEC

Potencia eólica instalada acumulada. 1997-2014



Fuente: GWEC

Ilustración 2. Potencia Mundial Instalada Acumulada [MW] (Fuente. AEE)

Mercados "Top" de generación Eólica durante 2014: China, Alemania, Brasil, India y Estados Unidos

Los tradicionales cinco países - China, Estados Unidos, Alemania, España y la India - todavía colectivamente representan una participación del 72% de la capacidad eólica global. En cuanto a la capacidad recién instalada, la participación de los cinco grandes ha aumentado de 57% a 62%, como se puede observar en la *ilustración 3*.

El mercado chino mostró un comportamiento muy fuerte y aumento 7,1 GW, más que en los años anteriores. China alcanzó una capacidad eólica total de 98 GW en junio de 2014 y, sin duda, ha cruzado la frontera de los 100 GW instalados durante el año 2014.

En Alemania se produjo también un notable aumento de 1,8 GW en el primer semestre del año 2014. Sin duda este nuevo aumento es debido, en parte, en anticipación a los cambios previstos en la legislación de energías renovables, los cuales se prevé pueden conducir a una desaceleración del mercado alemán de las renovables, y en la eólica en particular, en los próximos años.

Por primera vez, Brasil ha entrado en el grupo de países considerados como "top" al convertirse en el tercer mayor mercado de aerogeneradores nuevos, con 1,3 GW de nueva capacidad instalados, lo cual representa el 7% de todos los nuevos aerogeneradores instalados a nivel global. Con ello, Brasil ha sido capaz de extender su indiscutible liderazgo del mercado de las renovables en América Latina.

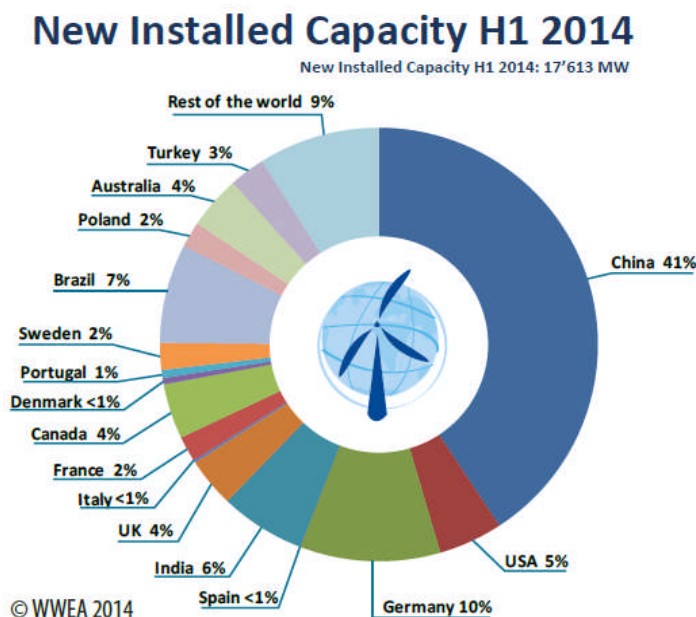


Ilustración 3. Nueva Potencia Instalada durante 2014 (Fuente. 2014 Half-Year Report. WWEA-2014)

India mantiene claramente su posición como país número dos asiático y número 5 en todo el mundo, con 1.1 GW de nueva capacidad instalados.

El mercado de Estados Unidos, después de su colapso en 2013, ha mostrado fuertes signos de recuperación, con un tamaño de mercado de 835 MW (5%), ligeramente por delante de Canadá 723 MW (4%), Australia 699 MW (4%) y el Reino Unido que ha instalado 649 MW (4%) en el primer semestre de 2014.

El mercado español, sin embargo, no ha contribuido al crecimiento global en el 2014, con sólo 0,1 MW (<1%) de nuevas instalaciones en la primera mitad de 2014.

En Resumen, como ocurriera durante el año 2013, cuatro países instalaron más de 1 GW durante el primer semestre de 2014: China (7,1 GW), Alemania (1,8 GW), Brasil (1,3 GW) e India (1,1 GW). El top 10 de países con capacidad eólica instalada muestra un cuadro similar en el primer semestre de 2014, que durante todo el año 2013. Cinco países incrementaron respecto 2013: Canadá, Francia, Alemania, China y Estados Unidos. Cinco países vieron un mercado decreciente: España, Reino Unido, Italia, Dinamarca y, en menor medida, India. España e Italia vivieron prácticamente una paralización total, con sólo 0,1 MW y 30 MW de nueva capacidad instalada, respectivamente. Polonia entró por primera vez en la lista de los primeros 15 países por capacidad instalada, ocupando el puesto abandonado por Japón.

Mercados dinámicos en todos los continentes

Es importante destacar que por primera vez, los mercados más dinámicos se encuentran en todos los continentes: los diez mayores mercados para nuevas turbinas de viento, junto a China, India y Alemania, incluyen a Brasil (1.301 MW), Estados Unidos (835 MW), Canadá (723 MW), Australia (699 MW), UK (649 MW), Suecia (354 MW) y Polonia (337 MW). Nuevos parques eólicos se han instalado en Sudáfrica y otros países africanos, por lo que este continente ha entrado obviamente en la carrera con el resto del mundo.

Asia: Nuevo líder en capacidad total instalada

Con 36,9% de la capacidad global instalada, Asia es el continente con más energía eólica instalada, superando a Europa que representa el 36,7%.

Otra vez en 2014, China ha sido por mucho el mayor mercado eólico instalando 7,1 GW en los primeros seis meses, capacidad sensiblemente superior al mismo periodo del año anterior, cuando se instalaron 5,5 GW. China representó el 41% del mercado mundial de aerogeneradores nuevos. En junio de 2013, China tenía una capacidad instalada de 98,6 GW, casi llegando a la marca de 100 GW. India aumentó 1,1 GW, un poco menos que en la primera mitad de 2013. Sin embargo, teniendo en cuenta nuevos y ambiciosos planes del nuevo gobierno indio, el mercado indio tiene perspectivas muy positivas.

Dos importantes mercados como Japón y Corea, siguen creciendo a tasas muy modestas, de menos del 2% en la primera mitad de 2014. Lamentablemente en ambos países el lobby nuclear ha conseguido todavía impedir el avance de la energía eólica, a pesar de las claras ventajas económicas e industriales.

Europa

Alemania sigue siendo el indiscutido número uno en el mercado Europeo, con un aumento de la capacidad de 1,8 GW teniendo una potencia total instalada de 36,5 GW. Reino Unido (649 MW nuevos), Suecia (354 MW nuevos) y Francia (338 MW nuevos) pertenecen a los cinco mercados europeos más grandes, mientras que España e Italia, como ya se ha citado, tuvieron descensos drásticos en nueva capacidad instalada, a casi cero.

El futuro de la energía eólica en Europa dependerá de las decisiones de la Unión Europea con respecto a los objetivos de energías renovables para 2030. Cabe destacar que la actual crisis en Ucrania refuerza la corriente de los defensores de las energías renovables, la cual sugiere que los países europeos deben aumentar su autonomía energética a través de una mayor utilización de fuentes de energía renovables nacionales, en lugar de depender de combustibles fósiles importados.

América del norte

El mercado estadounidense se ha recuperado de la caída dramática de la primera mitad de 2013, instalando 835 MW entre enero y junio de 2014, en comparación con los 1,6 MW instalados en el mismo período el año pasado. Se espera que, debido a la mejora de la competitividad de la energía eólica y su cada vez mayor apoyo gubernamental, el mercado se recupere aún más en la segunda mitad del 2014 y continúe en el año 2015.

Canadá instaló 723 MW durante la primera mitad de 2014, 92% más que en el mismo periodo del año 2013, y se ha convertido en el sexto mayor mercado para nuevas turbinas de viento en todo el mundo. La victoria de los partidarios pro energías renovables en las elecciones en la provincia clave de Ontario da esperanza de que esta tendencia positiva continúe, a pesar de las señales muy negativas a nivel federal.

Latinoamérica

El mercado más grande de América Latina, Brasil, se ha convertido en la décimo tercer país con mayor capacidad instalada en todo el mundo, después de instalar 1,3 GW en la primera mitad de 2014 y alcanzar una capacidad total de 4,7 GW. Con una impresionante tasa de crecimiento de 38,2% durante la primera mitad de 2014, el país se ha convertido en el tercer mayor mercado de aerogeneradores nuevos, después de Alemania y China y por delante de Estados Unidos e India. Se espera que Brasil alcance la marca de 5 GW durante la segunda mitad de

2014 y entre en la lista de los 10 países con mayor capacidad instalada en 2015. Otros países de América Latina están surgiendo, aunque a un nivel mucho más modesto.

Oceanía

Positiva evolución ocurrió en Australia, donde 699 MW fueron instalados, lo cual representa un crecimiento de 23% en comparación con finales del año 2013, similar a la tasa de crecimiento en 2011 y 2012. Sin embargo, debido al cambio de gobierno australiano, es de esperarse que este auge no continúe en el futuro cercano. No han existido nuevos parques eólicos instalados en Nueva Zelanda.

Position	Country	Total Capacity by June 2014 [MW]	Added Capacity H1 2014 [MW]	Total Capacity end 2013 [MW]	Added Capacity H1 2013 [MW]	Total Capacity end 2012 [MW]	Added Capacity H1 2012 [MW]	Total Capacity end 2011 [MW]
1	China	98'588	7'175	91'413	5'503	75'324	5'410	62'364
2	USA	61'946	835	61'108	1,6	59'882	2'883	46'919
3	Germany	36'488	1'830	34'658	1'143	31'315	941	29'075
4	Spain	22'970	0,1	22'959	122	22'796	414	21'673
5	India*	21'262	1'112	20'150	1'243	18'321	1'471	15'880
6	United Kingdom	11'180	649	10'531	1'331	8'445	822	6'018
7	France	8'592	338	8'254	198	7'499	320	6'877
8	Italy	8'586	30	8'551	273	8'144	650	6'640
9	Canada	8'526	723	7'698	377	6'201	246	5'265
10	Denmark	4'855	83	4'772	416	4'162	56	3'927
11	Portugal	4'829	105	4'724	22	4'525	19	4'379
12	Sweden	4'824	354	4'470	526	3'745	-	2'798
13	Brazil	4'700	1'301	3'399	281	2'507	118	1'429
14	Australia	3'748	699	3'049	475	2'584	-	2'226
15	Poland	3'727	337	3'390	310	2'497	-	1'616
Rest of the World		31'506	2'042	29'451	1'761	24'660	3'026	16'493
Total		336'327	17'613	318'488	13'978	282'607	16'376	233'579

© WWEA 2014

Ilustración 4. Ranking 2014 (Fuente. 2014 Half-Year Report. WWEA-2014)

Perspectivas en todo el mundo para finales del año 2014 y 2015

Para la segunda mitad del 2014, se esperaba una capacidad adicional de 24 GW en todo el mundo, lo que implicaría nuevas instalaciones para el año 2014 de 41 GW. Se espera que la capacidad eólica instalada total alcance 360 GW a finales de 2014, suficiente para proporcionar alrededor del 4% de la demanda mundial de electricidad, y así ha sido como se muestra en la *Ilustración 2*.

Las perspectivas de mediano plazo para la inversión de energía de viento siguen siendo positivas. Aunque no está claro si la comunidad mundial será capaz de alcanzar en 2015 un acuerdo de clima fuerte. La eólica ha llegado a un nivel de competitividad y confiabilidad, que la hace una opción natural para los gobiernos, los productores de electricidad y consumidores alrededor del mundo.

3 Mercado Eólico Nacional

Según datos recogidos de la Asociación Empresarial Eólica (AEE), la potencia eólica se mantuvo estable en el año 2014 con relación a los datos del año anterior, lo cual es la primera vez que esto ocurre desde que se inició el despliegue de esta forma de energía renovable en 1991.

En el 2014 no se creó ningún parque eólico nuevo en España. La potencia eólica se mantuvo más o menos estable durante todo el 2014 con relación a los datos del año anterior, lo cual es la primera vez que esto ocurre desde que se inició el despliegue de esta forma de energía renovable en 1991. El parque eólico español se situó el año 2014 en 23.002 MW, prácticamente la misma cantidad que en el 2013, según el avance de Red Eléctrica de España.

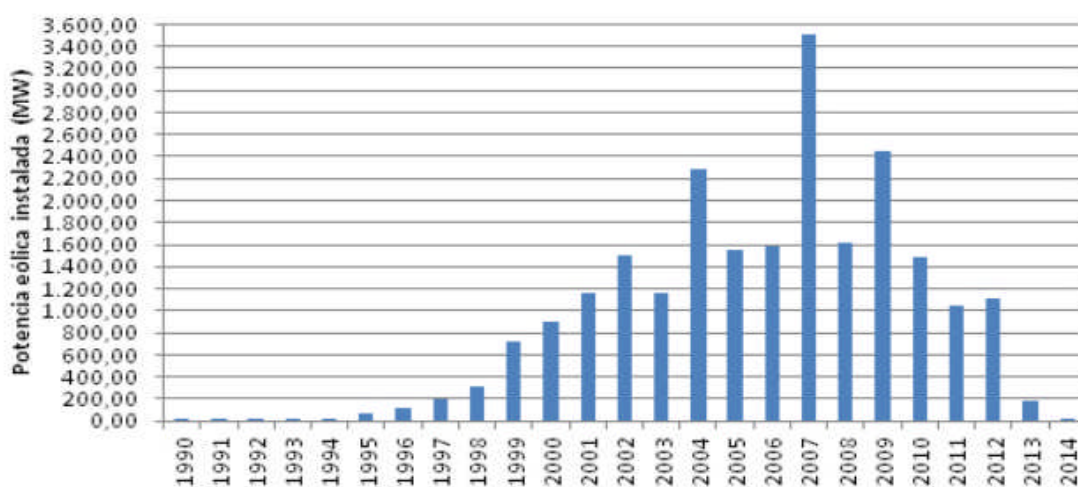


Ilustración 5. Evolución de la potencia eólica instalada año a año en España (en MW)

El parón de las energías renovables en España en el 2013 era un hecho ya incontrovertible. Pero en el 2014 llegó al máximo. El sector eólico había instalado en España en el 2013 sólo unos 280 MW, pero el año pasado su crecimiento fue prácticamente nulo.

A pesar del insignificante aumento de potencia en 2014 (27,48 MW), la energía eólica ha sido la segunda fuente de generación eléctrica en España en 2014. Siendo España el cuarto país del mundo por potencia eólica instalada, tras China, Estados Unidos y Alemania.

Datos básicos de la eólica en España

- La potencia instalada a 31 de diciembre de 2014 era de 22.986,5 MW
- La eólica fue la segunda tecnología en el sistema eléctrico en 2014, con una producción de 51.138 GWh y una cobertura de la demanda eléctrica del 20,4%
- Más de 20.000 personas trabajan en el sector en nuestro país
- Exporta tecnología por valor de unos 2.000 millones de euros al año
- Invierte en I+D alrededor de 85,5 millones de euros anuales
- La eólica aporta directa e indirectamente 2.623 millones de euros al PIB en el que representa el 0,24%

Por Comunidades Autónomas, se pudo contrastar que los únicos nuevos aerogeneradores fueron instalados en las comunidades de Galicia (14,18 MW) y Canarias (11,5%).

COMUNIDAD AUTÓNOMA	Acumulado 31/12/2013	Potencia 2014	Acumulado 31/12/2014	Nº de parques (*)
Castilla y León	5.560,01		5.560,01	241
Castilla-La Mancha	3.806,54		3.806,54	139
Andalucía	3.337,73		3.337,73	153
Galicia	3.314,12	14,18	3.328,3	161
Aragón	1.893,31		1.893,31	87
Cataluña (**)	1.267,05	1,8	1.268,85	47
Comunidad Valenciana	1.188,99		1.188,99	38
Navarra	1.003,92		1.003,92	49
Asturias	518,45		518,45	21
La Rioja	446,62		446,62	14
Murcia	261,96		261,96	14
Canarias	165,11	11,5	176,61	56
País Vasco	153,25		153,25	7
Cantabria	38,30		38,30	4
Baleares	3,68		3,68	46
TOTAL	22.959,02	27,48	22.986,5	1.077

Ilustración 6. Reparto de la potencia instalada por Comunidades Autónomas en 2014

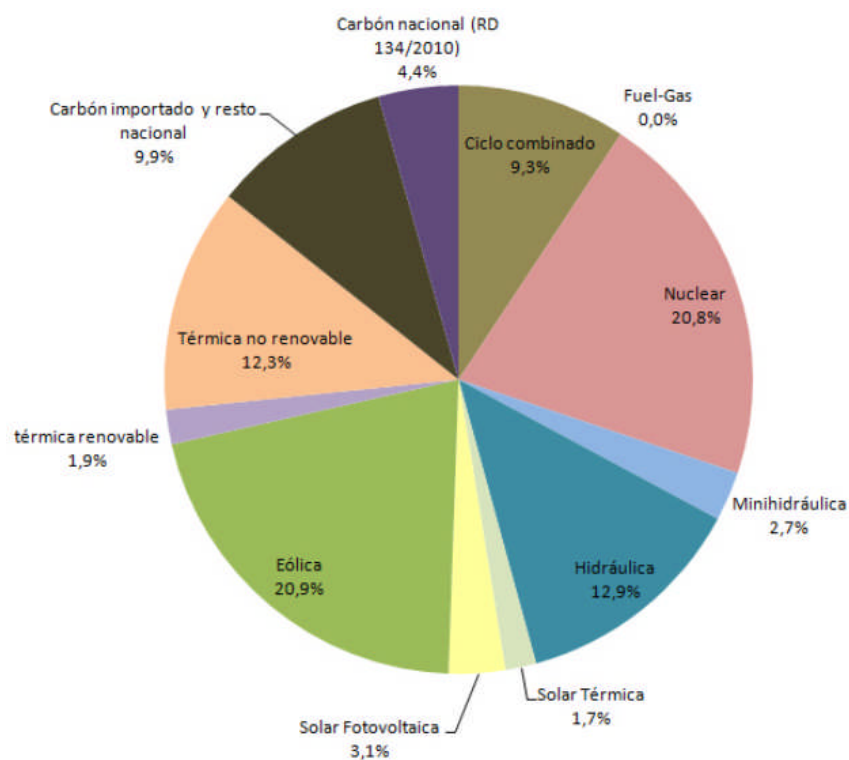


Ilustración 7. Cobertura de la demanda de energía eléctrica en 2013. Fuente REE

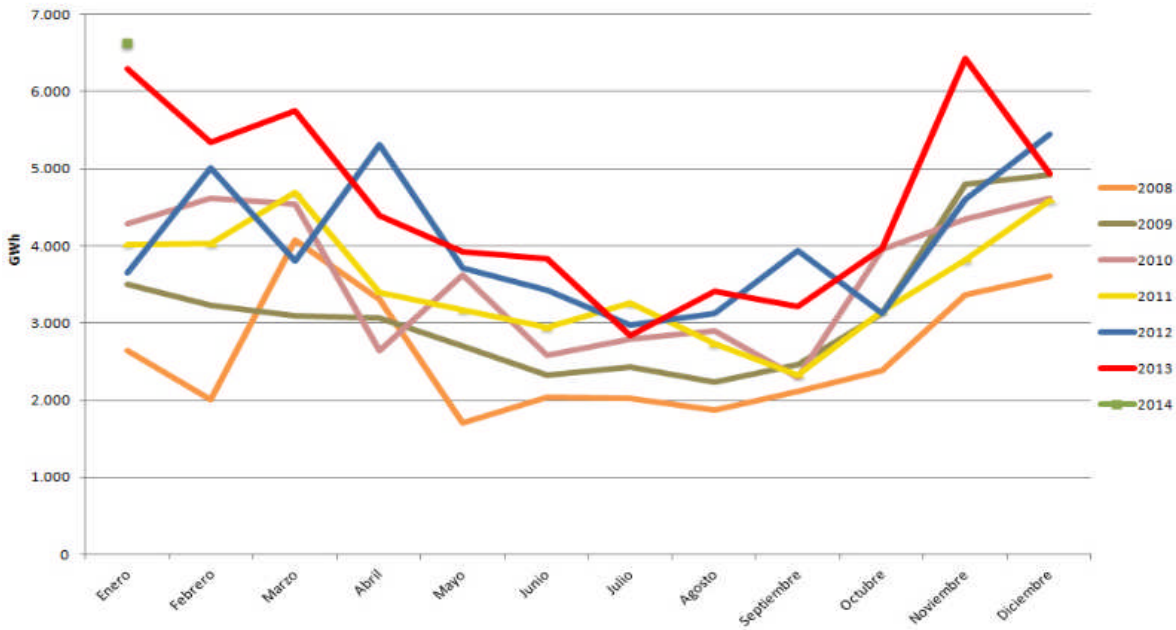


Ilustración 8. Evolución mensual de la generación eólica (2008-2013). Fuente REE

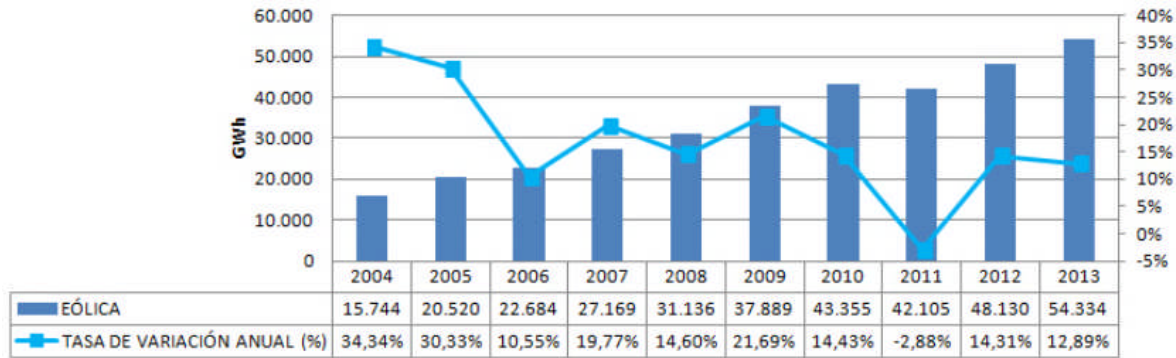


Ilustración 9. Generación eólica anual y tasa de variación en 2013. Fuente REE

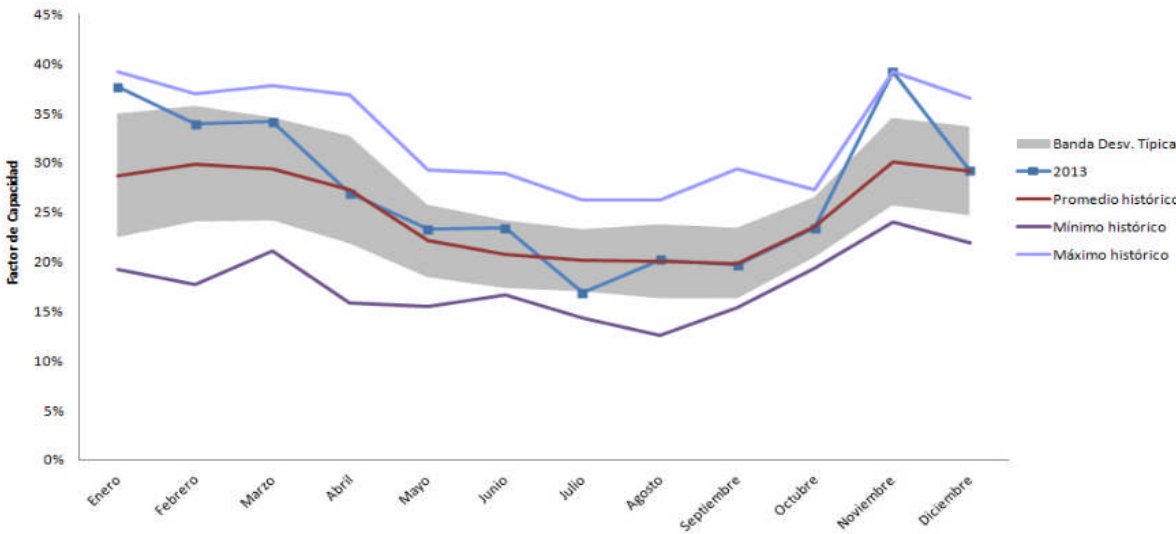


Ilustración 10. Figura. Factor de capacidad promedio, mínimo y máximo (período 1998-2013) y promedio mensual de 2013. Fuente AEE

4 Marco normativo Eólico Nacional

El sector eólico es un sector regulado, por lo que el marco normativo es fundamental para su evolución. El marco regulatorio del sector incluye, como pilar fundamental, la Ley del Sector Eléctrico de 1997 y su normativa de desarrollo.

A continuación se muestran las principales y últimas Normas aprobadas y publicadas en el BOE.

Orden en IET/2444/2014, de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015.

<http://www.aeeolica.org/uploads/documents/10178-orden-iet24442014-de-19-de-diciembre-por-la-que-se-determinan-los-peajes-de-acceso-de-energra-elrctrica-para-2015.pdf>

Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por la que se aprueban parámetros retributivos y establece mecanismo asignación régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en sistemas eléctricos no peninsulares.

<http://www.aeeolica.org/uploads/documents/9540-orden-iet14592014-de-1-de-agosto-por-la-que-se-aprueban-los-pararmetros-retributivos-y-se-establece-el-mecanismo-de-asignacirn-del-rrgimen-retributivo-especrfico-para-nuevas-instalaciones-erlicas-y-f.pdf>

Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de EERR, cogeneración y residuos.

<http://www.aeeolica.org/uploads/documents/8839-orden-iet10452014-de-16-de-junio-por-la-que-se-aprueban-los-pararmetros-retributivos-de-las-instalaciones-tipo-aplicables-a-determinadas-instalaciones-de-produccirn-de-energra-elrctrica-a-partir-de-f.pdf>

Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

<http://www.aeeolica.org/uploads/documents/8791-real-decreto-4132014-de-6-de-junio-por-el-que-se-regula-la-actividad-de-produccirn-de-energra-elrctrica-a-partir-de-fuentes-de-energra-renovables-cogeneracirn-y-residuos.pdf>

Orden IET/346/2014, de 7 de marzo, por la que se modifica la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

<http://www.aeeolica.org/uploads/documents/8029-orden-iet3462014-de-7-de-marzo-por-la-que-se-modifica-la-orden-iet20132013-de-31-de-octubre-por-la-que-se-regula-el-mecanismo-competitivo-de-asignacirn-del-servicio-de-gestirn-de-la-demanda-de-int.pdf>

Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

<http://www.aeeolica.org/uploads/documents/7348-ley-242013-de-26-de-diciembre-del-sector-elrctrico.pdf>

Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

<http://www.aeeolica.org/uploads/documents/7176-ley-172013-de-29-de-octubre-para-la-garantia-del-suministro-e-incremento-de-la-competencia-en-los-sistemas-electricos-insulares-y-extrapeninsulares.pdf>

Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

<http://www.aeeolica.org/uploads/documents/7175-real-decreto-ley-92013-de-12-de-julio-por-el-que-se-adoptan-medidas-urgentes-para-garantizar-la-estabilidad-financiera-del-sistema-electrico.pdf>

Orden HAP/703/2013, de 29 de abril, por la que se aprueba el modelo 583 «Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica. Autoliquidación y Pagos Fraccionados», y se establece la forma y procedimiento para su presentación.

<http://www.aeeolica.org/uploads/documents/7174-.pdf>

Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

<http://www.aeeolica.org/uploads/documents/7173-orden-iet2212013-de-14-de-febrero-por-la-que-se-establecen-los-peajes-de-acceso-a-partir-de-1-de-enero-de-2013-y-las-tarifas-y-primas-de-las-instalaciones-del-regimen-especial.pdf>

Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.

<http://www.aeeolica.org/uploads/documents/7172-real-decreto-ley-22013-de-1-de-febrero-de-medidas-urgentes-en-el-sistema-electrico-y-en-el-sector-financiero.pdf>

Marco Normativo Andalucía

Plan Andaluz de sostenibilidad energética 2007-2013 (PASENER)

http://www.aeeolica.org/uploads/documents/PASENER_2007-2013.pdf

Orden de 29 de febrero de 2008 (500 MW) por la que se regula el procedimiento para la priorización en la tramitación del acceso y conexión a la red eléctrica en Andalucía para la evacuación de la energía de las instalaciones de generación que utilicen como energía primaria la energía eólica, contempladas en el RD 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

<http://www.juntadeandalucia.es/boja/2008/55/d3.pdf>

BOE.Ley 2/2007, de 27 de marzo, de fomento de las energías renovables y eficiencia energética de Andalucía.

<http://www.aeeolica.org/uploads/documents/Ley2-2007eerrAndalucia.pdf>

Tabla de Ilustraciones

Capítulo 1. Energía Eólica. Contexto

<i>Ilustración 1. Potencia Mundial Instalada [MW] (Fuente. 2014 Half-Year Report. WWEA-2014)</i>	8
<i>Ilustración 2. Potencia Mundial Instalada Acumulada [MW] (Fuente. AEE)</i>	9
<i>Ilustración 3. Nueva Potencia Instalada durante 2014 (Fuente. 2014 Half-Year Report. WWEA-2014)</i>	10
<i>Ilustración 4. Ranking 2014 (Fuente. 2014 Half-Year Report. WWEA-2014)</i>	12
<i>Ilustración 5. Evolución de la potencia eólica instalada año a año en España (en MW)</i>	13
<i>Ilustración 6. Reparto de la potencia instalada por Comunidades Autónomas en 2014</i>	14
<i>Ilustración 7. Cobertura de la demanda de energía eléctrica en 2013. Fuente REE</i>	14
<i>Ilustración 8. Evolución mensual de la generación eólica (2008-2013). Fuente REE</i>	15
<i>Ilustración 9. Generación eólica anual y tasa de variación en 2013. Fuente REE</i>	15
<i>Ilustración 10. Figura. Factor de capacidad promedio, mínimo y máximo (período 1998-2013) y promedio mensual de 2013. Fuente AEE</i>	15

Capítulo 2.

Modelo de Producción Eólica Regional

Tabla de contenido

Capítulo 2. Modelo de Producción Eólica Regional	20
1 ¿Qué es la Energía Eólica?	20
2 Medición del Viento	21
3 Clasificación del viento	22
4 Naturaleza del viento	24
5 Potencia Eólica	28
6 Variaciones de Viento. Distribución Weibull.....	33
7 Curva de Potencia	36
8 Factor de Carga	37
9 Confiabilidad – Disponibilidad.....	38
10 Componentes de un aerogenerador	39

Capítulo 2. Modelo de Producción Eólica Regional

1 ¿Qué es la Energía Eólica?

La palabra eólico viene del griego Eolo, Dios del viento en la mitología griega. Hoy en día todos entendemos la energía eólica como la energía producida por el viento, energía cinética generada por el efecto de las corrientes de aire producidas por el movimiento de las masas de aire que desplazan áreas de alta presión atmosférica hacia áreas adyacentes de baja presión, con velocidades proporcionales al gradiente de presión.

El viento es una manifestación indirecta de la energía solar, producida como resultado del diferente grado de calentamiento de la superficie terrestre por los rayos solares y por el movimiento de rotación de la Tierra sobre sí misma. Se considera que un 1-2% de la radiación solar incidente en las capas altas de la atmósfera, acaba transformada en la energía cinética de los vientos. Considerando que la aportación del Sol en su interacción con el sistema de la atmósfera de la Tierra es de 174.000 TW sólo 1,74 TW están destinados a mantener la circulación general de la atmósfera, es decir, los vientos. Esta cantidad supone unas 50-100 veces la energía obtenida por biomasa en todas las plantas de la Tierra.

En la utilización de la energía eólica interviene de forma decisiva, además de la velocidad media del viento, las variaciones diurnas, nocturnas y estacionales de los vientos, la variación de la velocidad del viento con la altura, la entidad de las ráfagas en espacios de tiempo breves, y valores máximos ocurridos en series históricas de datos con una duración mínima de 20 años. Es también importante conocer la velocidad máxima del viento.

Algunos de los puntos que hacen que este tipo de energía esté alcanzando tanta importancia en los últimos años se debe a que la energía eólica no contamina, es inagotable y frena el agotamiento de combustibles fósiles, contribuyendo a evitar el cambio climático. Además es una de las fuentes más baratas, puede competir en rentabilidad con otras fuentes energéticas tradicionales como las centrales térmicas de carbón, las centrales de combustible e incluso con la energía nuclear, si se consideran los costes de reparar los daños medioambientales.

El generar energía sin que exista un proceso de combustión o una etapa de transformación térmica supone, desde un punto de vista medioambiental, un procedimiento muy favorable, por ser limpio y estar exento de problemas de contaminación. Es más, se suprimen radicalmente los impactos originados que supone la extracción de los combustibles, su transporte y combustión, lo que es sin duda muy beneficioso para la atmósfera. Además, evita la contaminación que conlleva el transporte de los combustibles: gas, petróleo, gasoil, carbón. Reduce el intenso tráfico marítimo y terrestre cerca de las centrales. Suprime riesgos de accidentes durante ese transporte y un sinfín de aspectos más. La utilización de la energía eólica para la generación de electricidad presenta nula incidencia sobre las características fisicoquímicas del suelo o su erosionabilidad, ya que no se produce ningún contaminante que incida sobre este medio, ni tampoco vertidos o grandes movimientos de tierra. Al contrario de lo que ocurre con las energías convencionales, la energía eólica no produce ningún tipo de alteración sobre los acuíferos, ni gases tóxicos, ni contribuye al efecto invernadero, ni destruye la capa de ozono, tampoco crea lluvia ácida. No origina, tampoco, productos secundarios peligrosos ni residuos contaminantes.

Otras ventajas a destacar de la energía eólica es que puede ser instalada en espacios no aptos para otros fines, por ejemplo en zonas desérticas, en zonas no aptas para ser cultivables, etc.

Aunque también puede convivir con otros usos del suelo, por ejemplo prados para uso ganadero o cultivos bajos como trigo, maíz, patata, etc.

Su utilización combinada con otros tipos de energía, habitualmente la solar, permite la auto alimentación de viviendas, terminando así con la necesidad de conectarse a redes de suministro, pudiendo lograrse autonomías superiores a las 82 horas, sin alimentación desde ninguno de los 2 sistemas.

Los únicos tipos de inconvenientes que implica el uso de la energía eólica son el impacto visual y el ruido producido por el giro del rotor. Pero, obviamente, estos inconvenientes son mínimos en comparación con cualquier otra forma de energía. Por lo tanto, la energía eólica representa claramente un avance y una estrategia viable en el futuro de la generación energética.

2 Medición del Viento

La dirección del viento se asigna de acuerdo con el lado de donde sopla. Es de dirección Oeste si la corriente de aire viene del Oeste. Las observaciones demuestran que la dirección del viento varía continuamente alrededor de una dirección media.

Los registros diarios permiten establecer para cada lugar un diagrama polar que permite conocer los tiempos relativos expresados en tanto por ciento, durante los cuales el viento ha soplado en una dirección determinada.

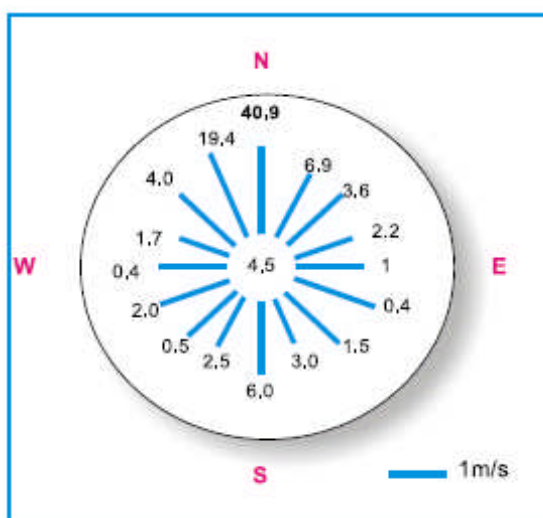


Ilustración 1. Diagrama Polar

Pueden establecerse esta clase de diagramas para lapsos variables. La longitud de los vectores es proporcional a la velocidad media del viento en la dirección considerada. Así se puede conocer la variación media del viento tanto durante un año como a lo largo del día.

La velocidad del viento se determina con anemómetros, existiendo varios tipos:

- Anemómetros de rotación (cucharadas de Papillon-Robinson, de aletas oblicuas de Jules Richard, de acanalones de Ailleret).

Los anemómetros de rotación de cucharas de Papillon-Robinson son los que se encuentran prácticamente en todas las estaciones meteorológicas. Estos equipos son insensibles a velocidades menores a 1m/s. El de Richard es muy sensible pero sólo se utiliza en laboratorios.

- Anemómetros de presión (de bola y cuadrante, de tubo de Pitot, Best Romani, de ráfagas ERA, anemoclinómetro IMFL, anemómetros de sección variable (ventímetros, rotámetros).

Los anemómetros Best Romani tienen apreciaciones de tiempo inferiores a la décima de segundo permitiendo registros de velocidad casi instantáneos. Para obtener las magnitudes fundamentales necesarias para el dimensionamiento de un equipo, se emplean anemómetros acoplados a aparatos registradores con el objeto de tener la variación de la intensidad del viento en función del tiempo.

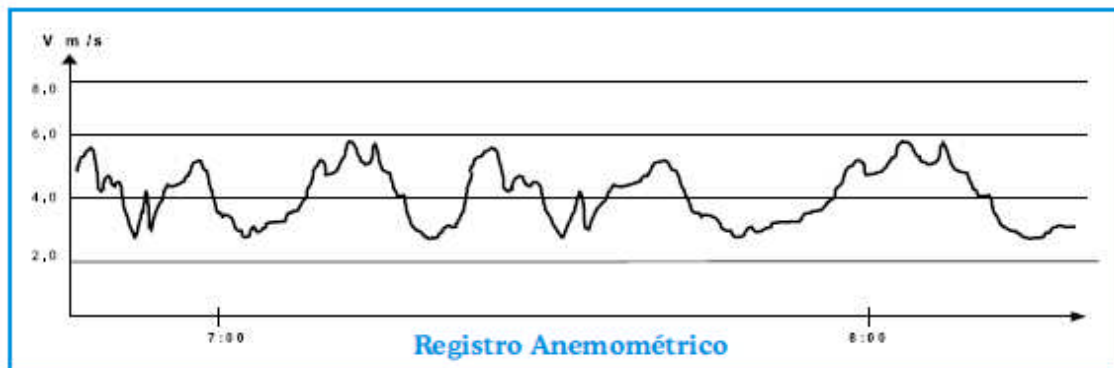


Ilustración 2. Registro de un Anemómetro

3 Clasificación del viento

Se ha establecido una escala de velocidades de vientos llamada Beaufort que clasifica los vientos en 17 categorías.

Grados Beaufort	Nudos		m/s		km/h		Descripción	Presión s/superficie Plana en daN/m ²	
	de	a	de	a	de	a		de	a
0	<	1	0	0.2	<	1	Calma		
1	1	3	0.3	1.5	1.0	3.0	Ventolina	0.0	0.3
2	4	6	2.1	3.1	7.4	11.1	Brisa Suave	0.6	1.2
3	7	10	3.6	5.1	13.0	18.5	Brisa Leve	2	3
4	11	16	5.7	8.2	20.4	29.7	Brisa Moderada	4	9
5	17	21	8.8	10.8	31.5	38.9	Viento Refrescante	10	15
6	22	27	11.3	13.9	40.8	50.0	Viento Fuerte	17	25
7	28	33	14.4	17.0	51.9	61.2	Viento muy Fuerte	27	38
8	34	40	17.5	20.6	63.0	74.1	Temporal	40	55
9	41	47	21.1	24.2	76.0	87.1	Temporal Fuerte	58	76
10	48	55	24.7	28.3	89.0	101.9	Temporal muy Fuerte	79	104
11	56	63	28.8	32.4	103.8	116.8	Tempestad	108	137
12	64	71	32.9	36.5	118.6	131.6	Huracán	141	174
13	72	80	37.1	41.2	133.4	148.3		179	220
14	81	89	41.7	45.8	150.1	164.9		226	273
15	90	99	46.3	51.0	166.8	183.5		279	338
16	100	108	51.5	55.6	185.3	200.1		344	402
17	109	118	56.1	60.7	202.0	218.7	Ciclón	409	480

Ilustración 3. Clasificación del Viento Beaufort (a)

Equivalencias:

$$1 \frac{m}{s} = 3,6 \frac{km}{h} = 2,237 \frac{millas}{h} = 1,944 \text{ nudos}$$

$$1 \text{ nudo} = 1 \frac{millan\acute{a}utica}{h} = 1,125 \frac{millas}{h} = 1,852 \frac{km}{h} = 0,5144 \frac{m}{s}$$

Grados Beaufort	Criterios de Apreciación en el Mar
0	Mar en calma
1	Se forman rizos con aspecto de escamas pero sin espuma en las crestas
2	Rizos cortos, pero pronunciados. Crestas con aspectos cristalinos que no se rompen
3	Grandes Rizos. Las crestas comienzan a romper. Espuma de aspecto cristalino
4	Las olas cortas se alargan
5	Se forman crestas en las ondas de aguas acumuladas e estanques y lagunas
6	Comienzan a formarse grandes olas. Las crestas de espuma blanca se forman por todas partes. Brumazones
7	Se agita y la espuma de blanca de las olas comienza a formar regueros
8	Olas altas de mayor longitud. Las crestas comienzan a pulverizarse en brumas. La espuma se escapa
9	Las olas muy altas comienzan a romperse. Las brumas reducen la visibilidad
10	Se rompen violentamente las olas muy altas. Masas de espuma. Superficie del agua blanca. Visibilidad pobre

Ilustración 4. Clasificación del Viento Beaufort (b)

Grados Beaufort	Criterios de Apreciación en Tierra
0	El humo se eleva verticalmente
1	El viento inclina el humo pero no hace girar las veletas
2	Las hojas se mueven. El viento se siente en el rostro, giran las veletas
3	Las hojas y ramas pequeñas se mueven continuamente. Las banderas de tejido suave se extienden
4	El viento levanta el polvo y papeles sueltos, las ramas se agitan
5	Los árboles pequeños frondosos empiezan a balancearse
6	Se mueven ramas grandes. Vibran los hilos eléctricos, se oye el silbido. Resulta difícil utilizar el paraguas
7	Los árboles se agitan. Es molesto caminar contra el viento
8	Se rompen las ramas pequeñas. Se hace difícil caminar
9	Las ramas medianas se quiebran. Pequeños daños en las estructuras edilicias (se arrancan sombreretes de chimeneas, tejas de los techos, etc.)
10	Los árboles son arrancados de cuajo y daños estructurales considerables
> 11	Destrozos extensos. Techos arrancados, etc.

Ilustración 5. Clasificación del Viento Beaufort (c)

4 Naturaleza del viento

Los vientos tienen distinto origen o naturaleza según la escala geográfica en la que varían, así distinguimos variaciones de viento a escala global (~ 10.000 km), en la macro-escala (~ 1.000 km), en la meso-escala (~ 100 km) y en la micro-escala (~ 10 km).

Variación a escala global (Circulación Atmosférica)

La Causa del viento a escala global es el desigual calentamiento de la tierra (también causa de vientos a menor escala)

La circulación atmosférica tiene lugar en la troposfera, zona inferior de la atmósfera que contiene $4/5$ de la masa de ésta y cuyo espesor alcanza 7 km en el polo y 17 km en el ecuador. Tiene su origen en dos causas fundamentales.

Las regiones alrededor del ecuador, a 0° de latitud, son calentadas por el sol más que las zonas del resto del globo. Estas áreas calientes están indicadas en colores cálidos, rojo, naranja y amarillo, en la siguiente imagen de rayos infrarrojos de la superficie del mar (tomada de un satélite de la NASA, NOAA-7, en julio de 1984).

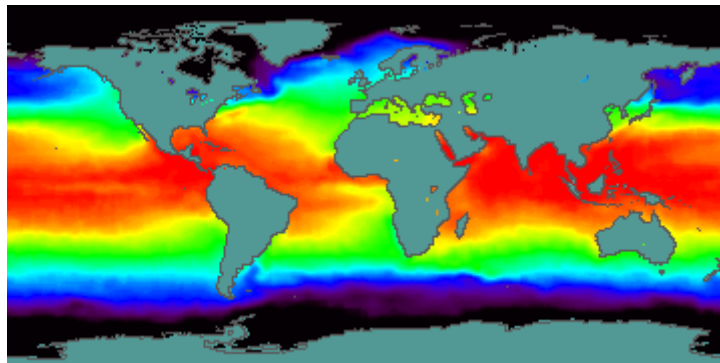


Ilustración 6. Imagen de rayos infrarrojos de la superficie del mar tomada por el satélite de la NASA, NOAA-7.

El aire caliente es más ligero que el aire frío, por lo que subirá hasta alcanzar una altura aproximada de 10 km y se extenderá hacia el norte y hacia el sur. Si el globo no rotase, el aire simplemente llegaría al Polo Norte y al Polo Sur, para posteriormente descender y volver al ecuador.

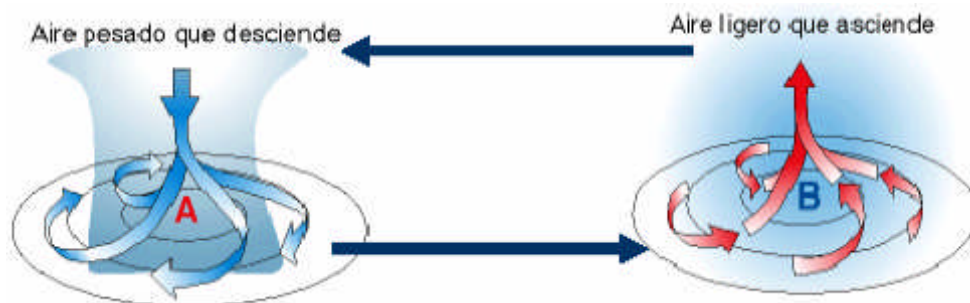


Ilustración 7. Movimiento del aire en la atmósfera(a)

La radiación solar, más intensa en los polos, es el factor determinante.

La rotación de la tierra produce desvíos de los vientos hacia la derecha en el hemisferio norte y hacia la izquierda en el hemisferio sur y por efecto centrífugo una sobre-elevación de la altura de la atmósfera en el ecuador.

La circulación general de la atmósfera como término medio, puede representarse esquemáticamente al nivel de la superficie terrestre como se señala en la *Ilustración 7*.

En cada hemisferio se pueden distinguir tres núcleos más o menos individualizados: tropical, templado y polar. Los núcleos tropicales, a ambas partes del ecuador, están separados por la zona de las calmas y bajas presiones ecuatoriales. Los núcleos templados están separados de los anteriores por zonas de altas presiones subtropicales, y de los núcleos polares por ejes de depresión situados hacia los paralelos de latitud 60°.

El esquema presentado no es perfecto. El desigual calentamiento de los océanos y continentes, la existencia del relieve y las variaciones de las estaciones implican deformaciones y una partición de las zonas de altas y bajas presiones.

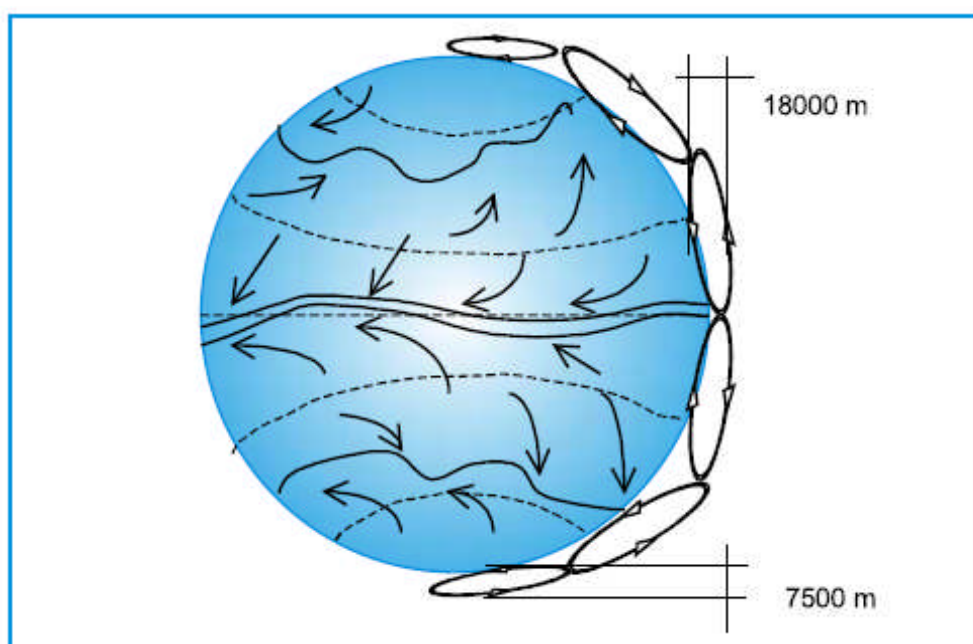


Ilustración 8. Movimiento del aire en la atmósfera (b)

Variación estacional en la energía eólica

Como consecuencia del desplazamiento en la superficie de la tierra de las zonas de alta presión (anticiclones) y de zonas de baja presión, la velocidad y dirección del viento varía generalmente a lo largo del año. Las isostaquias de enero son diferentes a las de julio. Como la posición de las áreas ciclónicas y anticiclónicas depende de la posición del sol respecto del ecuador, se observa una variación más o menos cíclica del viento en intensidad y en dirección.

Variaciones diurnas (noche y día) del viento

Los vientos sufren oscilaciones diarias debido a efectos de convección. Siendo el calor específico de la tierra inferior al del agua, aquélla se calienta más rápidamente que el mar bajo el efecto de la radiación solar. Por ello, cuando el tiempo es bueno, se originan movimientos de convección sobre la parte continental. Durante el día se produce una corriente de aire en las proximidades del suelo, en el sentido del mar hacia la tierra. Por la tarde el fenómeno se invierte al enfriarse la tierra con más rapidez que el mar. Estos fenómenos se observan hasta a 50 km de la costa y alrededor de los grandes lagos.

En las montañas se originan brisas, a partir de las 10:00 horas el viento circula del valle a la montaña por que los montes se calientan antes. Por la tarde la corriente se invierte.

Cabe aclarar, que la presencia de vientos dominantes pueden modificar sensiblemente las conclusiones indicadas sobre las brisas. Aquí el viento dominante se compone con las corrientes de convección para dar como resultante el viento real. Como las brisas dependen de los fenómenos térmicos, se deduce que también se producen variaciones diarias más o menos cíclicas en la intensidad y dirección del viento.

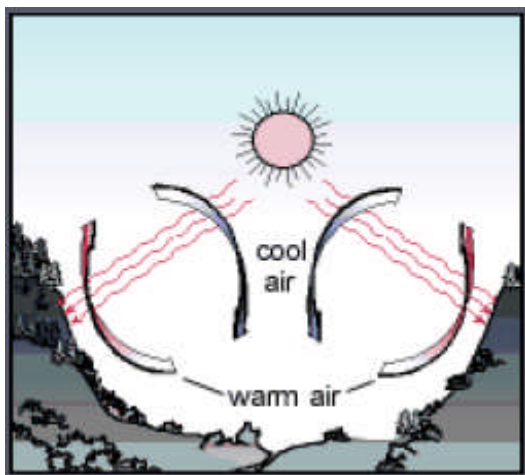


Ilustración 9. Vientos Diurnos

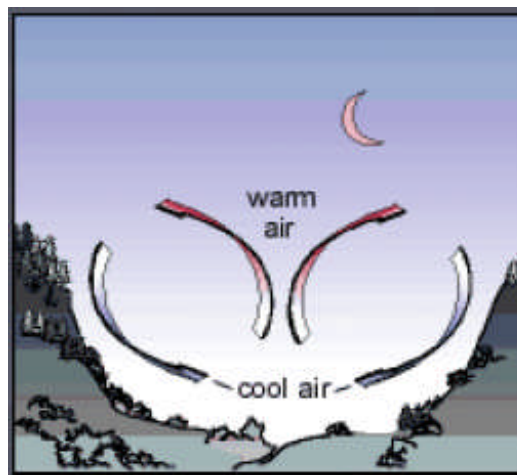


Ilustración 10. Vientos Nocturnos

Variabilidad del viento a corto plazo

Determinados registros anemométricos realizados, muestran que la velocidad instantánea del viento varía continuamente en magnitud y dirección. En intervalos de tiempo muy cortos, como un segundo, la velocidad puede duplicarse y la dirección variar considerablemente. El movimiento del aire puede considerarse como la superposición de un viento de velocidad uniforme y de turbulencias. Con anemómetros de precisión se han determinado variaciones en la velocidad del viento de 23 m/s a 37 m/s en un cuarto de segundo, acompañada de una variación de dirección de 20° (14m/s con 20° en 0,25s).

Un remolino simple cuya velocidad tangencial es V , arrastrado por la corriente uniforme V_m da origen a una oscilación de velocidad y dirección según la fórmula:

$$V = V_m + V$$

Cuando V_m y V son del mismo sentido, la velocidad es máxima. Cuando V_m y V son de sentido opuesto, la velocidad es mínima.

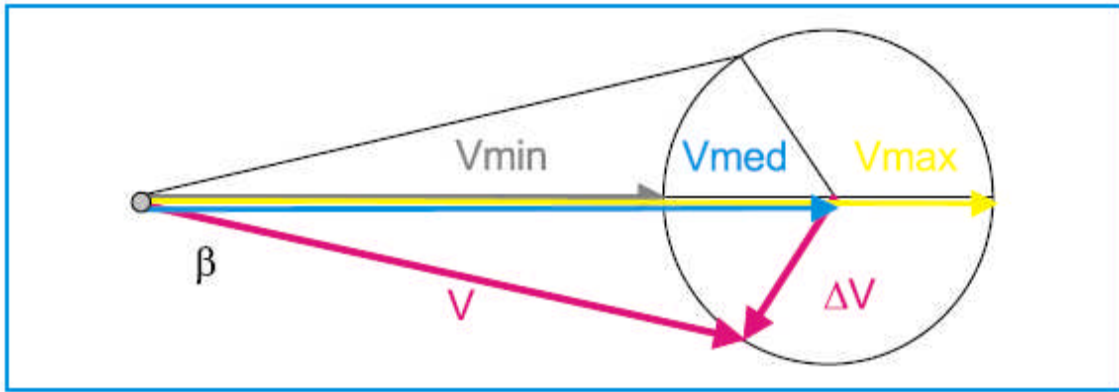


Ilustración 11. Variabilidad del viento a corto plazo

La relación V/V_m varía habitualmente entre 0,3 y 0,4.

En la hipótesis de que V sea constante podemos escribir:

$$V_{max} = V_m + V$$

$$V_{min} = V_m - V$$

De aquí se deduce:

$$V_m = (V_{max} + V_{min})/2$$

$$V = (V_{max} - V_{min})/2$$

Si se designa por β al ángulo que forma V_m con la dirección de la velocidad instantánea V , la oscilación máxima puede calcularse por la expresión:

$$\sin \beta = V/V_m$$

Variación de la Velocidad del Viento con la Altura

El aumento de la velocidad del viento, a medida que nos separamos del suelo, es un fenómeno bien conocido. Así de 2 m/s a 20 m de altura la velocidad del viento pasa a 7 u 8 m/s a 300 m de altura.

La reducción de la velocidad en las proximidades del suelo se debe a la reducción experimentada por la vegetación, construcciones y obstáculos de otras clases.

Las determinaciones meteorológicas nos demuestran que el crecimiento relativo de la velocidad del viento con la altura respecto al suelo varía de un punto a otro.

Varios autores han propuesto la siguiente expresión para representar la ley de variación de la velocidad del viento:

$$V/V_o = (H/H_o)^n$$

Siendo V_o la velocidad observada a la altura H_o y V la velocidad observada a la altura H .

Generalmente se toma para H_o el valor 10 m, n es un coeficiente que varía desde 0,10 a 0,40.

También se puede aplicar la siguiente ley logarítmica:

$$V/V_0 = \log(H/z_0)/\log(H/z)$$

Donde z_0 es la longitud relativa de la rugosidad del suelo.

Tipo de terreno	z_0 en m	n
Liso (mar, arena, nieve)	0.001-0.02	0.10-0.13
Moderadamente rugoso (hierba corta, campos de trigo u otros cereales, regiones rurales)	0.02-0.3	0.13-0.20
Rugosos (bosques, barrios)	0.3-2	0.20-0.27
Muy Rugoso (ciudades, altos edificios)	2-10	0.27-0.40

Ilustración 12. Variación de la Velocidad del Viento con la Altura

En la tabla se indican los valores de z_0 y n en función de rugosidades diversas.

Se debe destacar que las alturas H y H_0 no son relativas al suelo, sino respecto a un nivel de viento nulo. Esta puede ser por encima de los tallos de los cereales o la altura de ramaje de los árboles. Puede plantearse la relación entre z_0 y n siguiente:

$$n = 0,04 \ln z_0 + 0,003 \ln z_0^2 + 0,24$$

Como la energía susceptible de ser captada es proporcional al cubo de la velocidad (como más adelante se demostrará), se deduce que la relación entre las energías disponibles a H metros y a H_0 metros sobre el suelo viene dada por la expresión:

$$E/E_0 = (H/H_0)^{3n} \text{ con } 0,30 < 3n < 1,20$$

Por lo tanto será de gran importancia para recoger el máximo de potencia colocar los generadores lo más alto posible.

5 Potencia Eólica

Energía del viento

Una masa de aire m con movimiento uniforme unidireccional de velocidad v tiene una energía cinética:

$$E = \frac{1}{2}mv^2$$

Si ρ es la densidad del aire de la corriente uniforme, la energía por unidad de volumen de esta masa es:

$$e = \frac{1}{2}\rho v^2$$

El flujo volumétrico Q a través de una superficie de control estacionaria de sección frontal A es:

$$\dot{Q} = Av$$

Luego, el flujo de energía o potencia eólica de la corriente a través de A es:

$$P = e\dot{Q} = \frac{1}{2}\rho Av^3$$

Esta expresión nos muestra la gran dependencia de la potencia con la velocidad.

Asimismo nos indica la conveniencia de operar a nivel del mar, donde la densidad es máxima, con un valor medio de $1,225 \text{ kg/m}^3$. Permitámonos obtener la potencia eólica de una corriente uniforme, en principio enteramente disponible para su transformación en otra forma de energía mecánica, por metro cuadrado de sección y a nivel del mar y para varias velocidades del viento. Los resultados se muestran en la tabla.

Velocidad (m/s)	1	2	5	7	10	20	40
Fuerza del viento (grados Beaufort)	1	2	3	4	5	9	12
Definición por observación de sus efectos	No mueve banderas.	Mueve banderas.	Extiende banderas	Levanta polvo. Mueve las ramas pequeñas de árboles	Mueve los árboles pequeños. En estanques forma pequeñas olas	Desperfectos en partes salientes de edificios. Derribo de chimeneas	No hay experiencia
Densidad de potencia (W/m^2)	0,6	4,9	76	210	612	$4,9 * 10^3$	$39 * 10^3$
Energía anual kWh	5,3	43	666	$1,84 * 10^3$	$5,36 * 10^3$	$42,9 * 10^3$	$341 * 10^3$
Presión dinámica (mbar)	$6,1 * 10^{-3}$	0,025	0,15	0,30	0,61	2,45	9,8

Ilustración 13. Relación entre la velocidad del viento, su valor en grados Beaufort, sus efectos fácilmente apreciables, la densidad de potencia, la energía a lo largo de un año y la presión dinámica.

Puede deducirse de los valores obtenidos que por encima de 5 m/s la densidad de potencia del viento es interesante.

La totalidad de la energía cinética del viento no puede extraerse, debido a que se trata de una corriente abierta, por lo que una deceleración substancial hace que la corriente rodee a la masa de aire remansada, reduciéndose el caudal por la sección preparada para su captura. Adicionalmente, aparecen pérdidas de diverso tipo en la extracción de la energía, en su transmisión mecánica y finalmente en su conversión eléctrica.

Por ello se define el coeficiente de potencia C_p , a modo de eficiencia de conversión, como el cociente entre la potencia extraída, es decir, aprovechada P_a , y la disponible en el viento. Para una corriente estacionaria valdría:

$$C_p = \frac{P_a}{\frac{1}{2} \rho A v^3}$$

Un valor representativo máximo es del orden de 0,4 para una aeroturbina o aerogenerador moderna de tipo rápido. La *Ilustración 14* muestra el coeficiente de potencia máximo obtenible para distintos tipos de aeroturbinas actuales como función del parámetro λ de velocidad del rotor. Las aeroturbinas rápidas presentan una serie de ventajas:

- Se obtienen elevados valores de C_p junto con un amplio margen de velocidades para los que son posibles valores aceptables.
- Proporcionan rotores más ligeros, debido fundamentalmente a aumentar la velocidad relativa a la pala y con ello los efectos aerodinámicos, siendo por lo tanto posible construirlo de menor anchura (cuerda).
- La rapidez del rotor ocasiona que para igual potencia sea menor el par ($P = C \omega$), reduciéndose las cargas sobre la parte lenta del eje, con lo que puede construirse más ligero. Un régimen de giro alto del rotor requiere una multiplicación menor en la caja de engranajes, reduciéndose su costo y aumentando su eficiencia. Veremos que la

obtención de elevados coeficientes de potencia para λ elevados requiere de un diseño aerodinámico depurado.

- Afortunadamente, el reducido C_p a bajas velocidades, que ocasiona pares bajos en el arranque, es compatible con el bajo par de arranque de los generadores eléctricos.

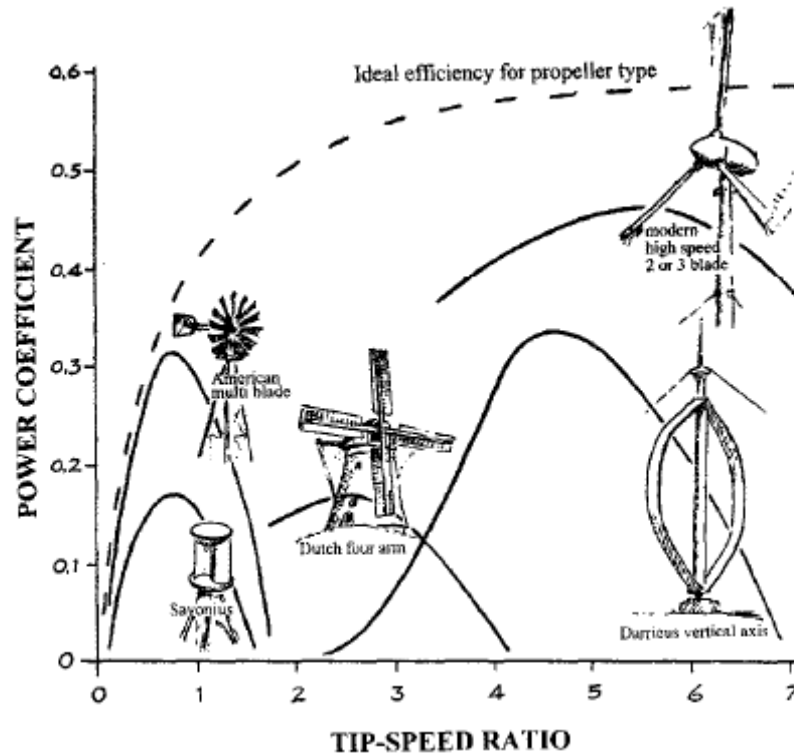


Ilustración 14. Coeficiente de potencia C_p para diferentes tipos de Aerogeneradores

Figura 2.1.1.1.- Variación del coeficiente de potencia C_p máximo con el parámetro de velocidad del rotor para diferentes tipos de aeroturbinas con tecnología actual.

El área de referencia para calcular P en una aeroturbina es la de la sección recta frontal al viento de la zona afectada por el giro de las aspas. Para una aeroturbina de eje horizontal es $A = \pi D^2/4$, siendo D el diámetro del rotor.

La densidad del aire ρ puede cambiar por efecto de la climatología, afectando de manera detectable la potencia disponible.

Por tanto la fracción de la energía del viento que una turbina convierte en la práctica en energía mecánica de rotación se llama "coeficiente de potencia" (C_p) de esa turbina.

$$\text{Potencia de la turbina} = C_p * \text{Potencia del Viento} = C_p \frac{1}{2} \rho A v^3$$

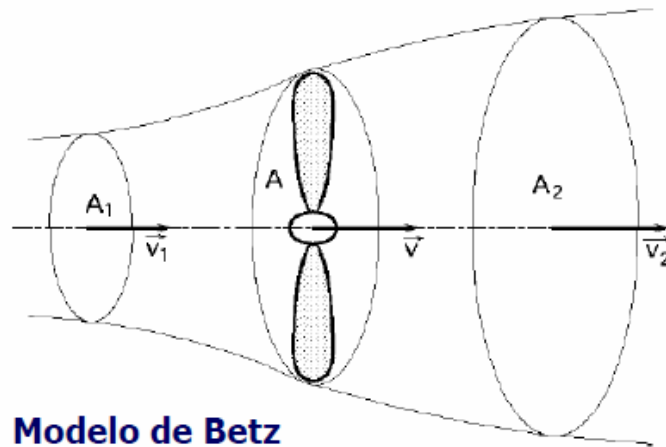
En el apartado siguiente calcularemos cual es el máximo coeficiente de potencia con que puede funcionar una turbina, el denominado límite de Betz.

Límite de Betz

En su extraordinaria obra de 1926, Albert Betz publicó la teoría sobre los rotores eólicos, consiguiendo presentar a un público relativamente amplio las bases teóricas de la energía

eólica. A continuación se presenta lo esencial de la teoría de Betz para un mejor entendimiento del funcionamiento de un aerogenerador.

Sea un tubo de corriente como el esquematizado en la Ilustración. Se supondrá que, a barlovento de la hélice, el aire posee una velocidad v_1 (velocidad del viento sin perturbar) en la sección transversal A_1 , mientras que la velocidad v_2 se corresponde con la sección transversal A_2 a sotavento de la zona en que se encuentra la hélice. En el plano que contiene la hélice, la sección transversal batida por la misma (área del rotor) es un disco imaginario de área A , siendo v la velocidad del viento en la misma (velocidad útil). Asimilamos la hélice a un disco de área A que capta parte de la energía del aire en movimiento que llega a él, es decir $v_2 < v < v_1$. Sin embargo, es obvio que v_2 nunca es cero (no puede extraerse toda la energía cinética del aire).



Modelo de Betz

Ilustración 15. Modelo de Betz

El caudal másico ($Qm = \text{densidad} * \text{caudal} = \rho Q$) es constante (conservación de la masa), es decir:

$$Qm = \rho Q = \rho A_1 v_1 = \rho A_2 v_2 = \rho A v$$

(Esto explica que el tubo de corriente se ensanche tras la turbina, como $v_2 < v < v_1$, entonces $A_2 > A > A_1$)

Podemos expresar la potencia útil transferida por el viento a la turbina de dos maneras:

i) Pérdida, por unidad de tiempo, de energía cinética del viento al pasar por la hélice:

$$P_{\text{útil}} = \frac{-\Delta E_k}{\Delta t} = \frac{E_{k1} - E_{k2}}{\Delta t} = \frac{\frac{1}{2} \rho A d (v_1^2 - v_2^2)}{\Delta t} = \frac{1}{2} \rho A v (v_1^2 - v_2^2) \quad (1)$$

Donde hemos utilizado los argumentos y variables definidas; en particular nótese que

$$v = d / \Delta t$$

ii) el trabajo generado, por unidad de tiempo, por la fuerza del viento (igual, por las leyes 2ª y 3ª de Newton, a menos la tasa de cambio en la cantidad de movimiento del aire al pasar por la hélice) sobre el área A :

$$P_{\text{útil}} = Fv = \frac{\rho A d(v_1 - v_2)}{\Delta t} v = \rho A v(v_1 - v_2) \quad (2)$$

Nótese que por la 3ª ley de Newton:

$$\text{Fuerza del viento} = -\text{Fuerza sobre el viento} = \frac{-m(v_2 - v_1)}{\Delta t} v = \rho A v(v_1 - v_2)$$

De las ecuaciones (1) y (2) anteriores tenemos que

$$\frac{1}{2} \rho A v(v_1^2 - v_2^2) = \rho A v(v_1 - v_2)$$

Y, por tanto, recordando que $(a^2 - b^2) = (a + b)(a - b)$, que

$$v = \frac{(v_1 + v_2)}{2} \quad (3)$$

Es decir, en el modelo de Betz, y para que las ecuaciones (1) y (2) sean consistentes entre sí, la velocidad del viento en el plano de la hélice (velocidad útil) es la media de las velocidades del viento antes y después de la misma.

Insertemos este resultado en la expresión (1) para la potencia de la turbina, y hagamos el cambio $v_2 = bv_1$ (sabemos que $0 < b < 1$):

$$P_{\text{útil}} = \frac{1}{2} \rho A \left(\frac{v_1 + bv_1}{2} \right) (v_1^2 - b^2 v_1^2) = \frac{1}{4} \rho A v_1^3 (1 + b)(1 - b^2) \quad (4)$$

El valor máximo para la potencia se obtiene ahora haciendo

$$\frac{dP_{\text{útil}}}{db} = 0$$

, que nos deja:

$$(1 - b^2) + (1 + b)(-2b) = (1 + b)(1 - 3b) = 0$$

Soluciones:

$$b = 1 \text{ (sin sentido físico)}$$

$$b = \frac{1}{3} \Rightarrow v_2 = \frac{1}{3} v_1$$

De modo que la potencia máxima se obtiene sustituyendo en la ecuación (4):

$$P_{\text{útil}} = \frac{16}{27} \frac{1}{2} \rho A v_1^3$$

es decir, el coeficiente de potencia máximo (ideal) de una turbina eólica es:

$$C_p^{Betz} = \frac{16}{27} \approx 59 \%$$

Conocido como el Límite de Betz

La ecuación de Betz proporciona el límite superior de las posibilidades de un aerogenerador, pero es todavía poco realista al no tener en cuenta una serie de factores como:

- La resistencia aerodinámica de las palas
- La pérdida de energía por la estela generada en la rotación
- La compresibilidad del fluido
- La interferencia de las palas

Además, habrá que tener en cuenta además el rendimiento de los diversos mecanismos que componen el aerogenerador, por lo que considerando (por ejemplo) el siguiente balance para los distintos componentes:

- Rendimiento de Betz	59,3%
- Rendimiento de la hélice	85%
- Rendimiento del multiplicador	98%
- Rendimiento del alternador	95%
- Rendimiento del transformador	98%

Se obtiene un rendimiento global de la instalación del orden del 46%.

6 Variaciones de Viento. Distribución Weibull

Para la industria eólica es muy importante ser capaz de describir la variación de las velocidades del viento. Los proyectistas de turbinas necesitan la información para optimizar el diseño de sus aerogeneradores, así como para minimizar los costes de generación. Los inversores necesitan la información para estimar sus ingresos por producción de electricidad.

Si se mide las velocidades del viento a lo largo de un año se observa que en la mayoría de áreas los fuertes vendavales son raros, mientras que los vientos frescos y moderados son bastante comunes. La variación del viento en un emplazamiento típico suele describirse utilizando la llamada Distribución de Weibull, como la mostrada en la Ilustración.

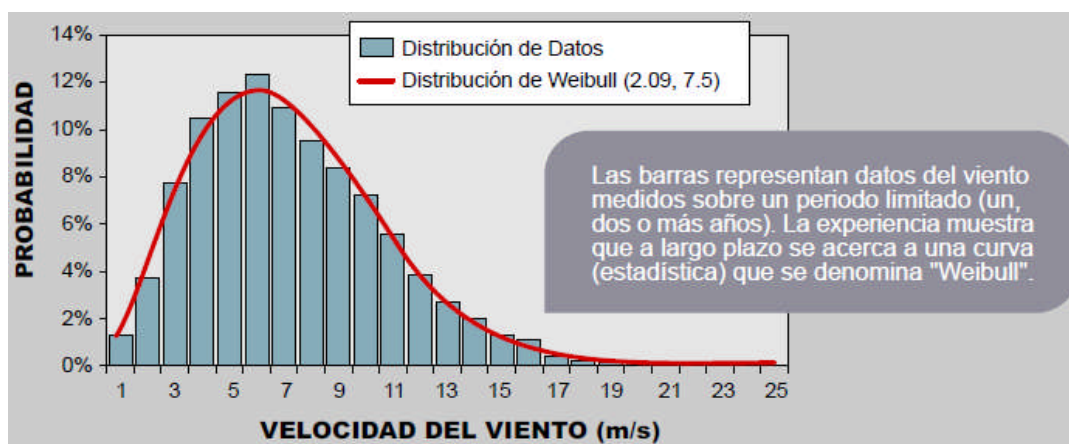


Ilustración 16. Distribución de Weibull. Expresa con que frecuencia sopla el viento en un rango de velocidad determinado.

Este emplazamiento particular tiene una velocidad media del viento de 7,5 metros por segundo, y la forma de la curva está determinada por un parámetro de forma de 2. El gráfico muestra una distribución de probabilidad. El área bajo la curva siempre vale exactamente 1, ya que la probabilidad de que el viento sopla a cualquiera de las velocidades, incluyendo el cero, debe ser del 100 por cien. La mitad del área azul está a la izquierda de la mediana de la distribución. Esto significa que la mitad del tiempo el viento soplará a menos de la velocidad mediana y la otra mitad soplará a más de la velocidad mediana.

Puede preguntarse por qué decimos entonces que la velocidad del viento media es de 7,5 m/s. La velocidad del viento media es realmente el promedio de las observaciones de la velocidad del viento que tendremos en ese emplazamiento. Como podrá observar, la distribución de las velocidades del viento es sesgada, es decir, no es simétrica. A veces tendrá velocidades de viento muy altas, pero son muy raras. Por otro lado, las velocidades del viento de 5,5 m/s son las más comunes. Los 5,5 metros por segundo es el llamado valor modal de la distribución. Si multiplicamos cada diminuto intervalo de la velocidad del viento por la probabilidad de tener esa velocidad particular, y los sumamos todos, obtenemos la velocidad del viento media. La distribución estadística de las velocidades del viento varía de un lugar a otro del globo, dependiendo de las condiciones climáticas locales, del paisaje y de su superficie. Por lo tanto, la Distribución de Weibull puede variar tanto en la forma como en el valor medio. Si el parámetro de forma es exactamente 2, como en el gráfico de esta página, la distribución es conocida como distribución de Rayleigh. Los fabricantes de aerogeneradores proporcionan gráficas de rendimiento para sus máquinas usando la distribución de Rayleigh.

Distribución de Probabilidad Weibull y Rayleigh

Como ya hemos descrito, una forma muy común de caracterizar la velocidad del viento en un emplazamiento es mediante una distribución de probabilidad, usando normalmente las distribuciones de Rayleigh y Weibull.

La función de probabilidad de Weibull para una variable aleatoria x es:

$$f(x, \lambda, k) = \begin{cases} -\frac{k}{\lambda} \left(\frac{x}{\lambda}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{x}{\lambda}\right)^k}, & x \geq 0 \\ 0, & x < 0 \end{cases}$$

Donde $k > 0$ es el parámetro de forma y $\lambda > 0$ es el parámetro de escala. En muchas bibliografías se denomina al parámetro de escala λ como c , y guarda una estrecha relación con la velocidad media de la distribución. En la siguiente ilustración se muestran diferentes distribuciones de Weibull para diferentes valores de sus parámetros λ y k .

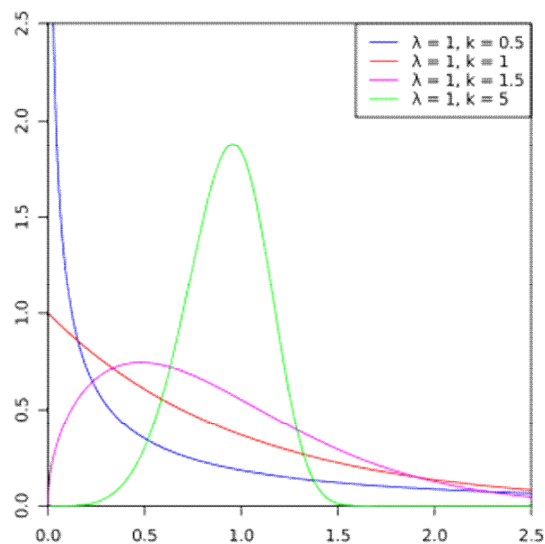


Ilustración 17. Representación de la función de densidad de Weibull para diferentes valores del parámetro de forma k .

El parámetro de escala (λ) da información sobre lo amplia que es la distribución y el parámetro de forma (k) afecta a la curvatura de la función.

Por otro lado se tiene la función de densidad de probabilidad de Rayleigh:

$$f(x, \sigma) = \begin{cases} \frac{x}{\sigma^2} e^{-\frac{x^2}{2\sigma^2}}, & x \geq 0 \\ 0, & x < 0 \end{cases}$$

Donde σ es un número real que condiciona la función. En la ilustración siguiente se representan las funciones de densidad de probabilidad de la distribución de Rayleigh para diferentes valores del parámetro σ .

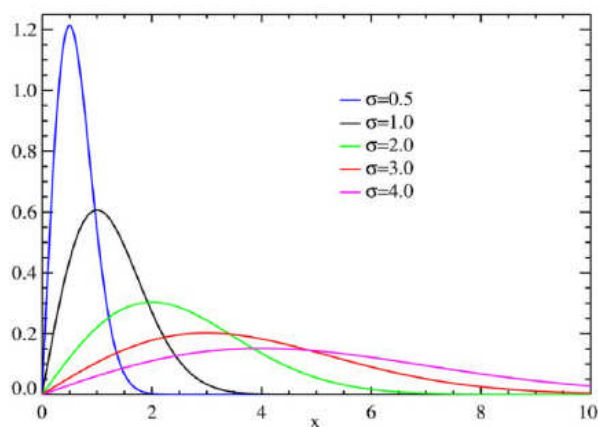


Ilustración 18. Distribución de densidad de probabilidad de Rayleigh para diferentes valores del parámetro σ .

El parámetro σ da información del rango de valores donde probablemente se encontrará siempre la velocidad del viento.

Como ya se ha mencionado la distribución de Weibull es una generalización de la de Rayleigh, cuando el parámetro de forma vale 2.

7 Curva de Potencia

La curva de potencia de un aerogenerador es un gráfico que indica cuál será la potencia eléctrica disponible en el aerogenerador a diferentes velocidades del viento. Dos velocidades características en estas curvas son:

- Velocidad de Conexión

Normalmente, los aerogeneradores están diseñados para empezar a girar a velocidades alrededor de 3-5 m/s. Es la llamada velocidad de conexión. El área azul de la izquierda (en la gráfica de la página anterior) muestra la pequeña cantidad de potencia perdida debido al hecho de que la turbina sólo empieza a funcionar a partir de, digamos, 5 m/s.

- Velocidad de Corte

El aerogenerador se programará para pararse a altas velocidades del viento, de unos 25 m/s, para evitar posibles daños en la turbina o en sus alrededores. La velocidad del viento de parada se denomina velocidad de corte. La minúscula área azul de la derecha representa la pérdida de potencia.

Las curvas de potencia se obtienen a partir de medidas realizadas en campo, dónde un anemómetro es situado sobre un mástil relativamente cerca del aerogenerador (no sobre el mismo aerogenerador ni demasiado cerca de él, pues el rotor del aerogenerador puede crear turbulencia, y hacer que la medida de la velocidad del viento sea poco fiable). Si la velocidad del viento no está variando demasiado rápidamente, pueden usarse las medidas de la velocidad del viento realizadas con el anemómetro y leer la potencia eléctrica disponible directamente del aerogenerador, y dibujar los dos tipos de valores conjuntamente en un gráfico como el mostrado en la ilustración.

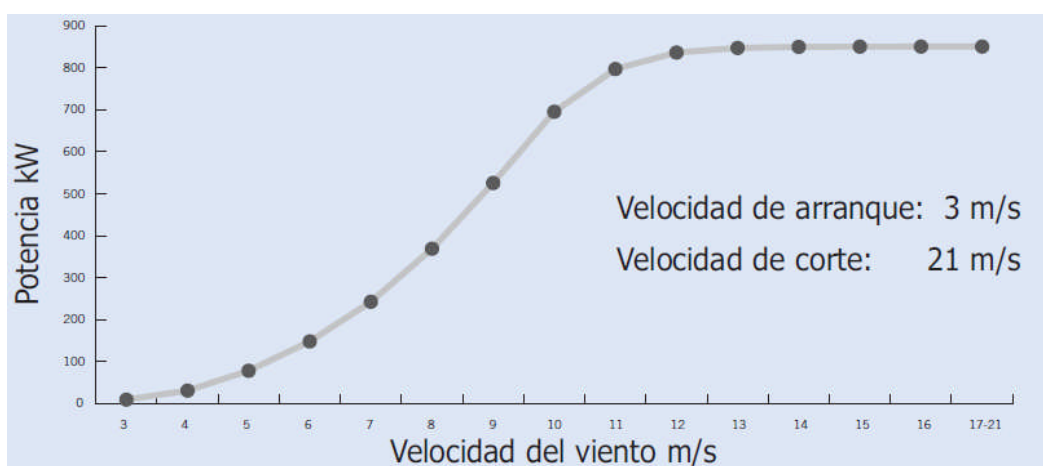


Ilustración 19. Curva de Potencia Aerogenerador modelo G58 del Fabricante Gamesa

Es práctica habitual obtener de forma rápida la potencia que dará cada aerogenerador en una ubicación usando la representación de la distribución de probabilidad de Weibull del viento y la curva del aerogenerador en cuestión. La Weibull queda definida por los datos de viento a la altura del aerogenerador, por lo que se debe calcular la distribución correspondiente para cada caso. Este cálculo ayudará a elegir el aerogenerador más conveniente en una primera aproximación.

8 Factor de Carga

Otra forma de conocer la producción anual de energía de un aerogenerador es mirar el factor de carga de una turbina en su localización particular. Con factor de carga queremos decir la producción anual de energía dividida por la producción teórica máxima, si la máquina estuviera funcionando a su potencia nominal (máxima) durante las 8.766 horas del año.

$$F_c = \frac{\text{Producción de energía en un periodo de tiempo}}{\text{Potencia Nominal} * \text{horas del periodo considerado}}$$

Los factores de carga pueden variar en teoría del 0 al 100, aunque en la práctica el rango de variación va del 20 al 70 por ciento, y muy frecuentemente están alrededor del 20 al 30 por ciento.

Aunque generalmente se preferiría tener un gran factor de carga, puede no ser siempre ventajoso desde el punto de vista económico. Esto puede ser difícil de comprender para aquellos que están acostumbrados a la tecnología convencional y nuclear.

A) En localizaciones con mucho viento, por ejemplo, puede ser ventajoso usar un generador más grande (de mayor potencia nominal) con el mismo diámetro de rotor (o diámetro de rotor más pequeño para un tamaño determinado de generador). Esto tendería a disminuir el factor de carga (utilizando menos de la capacidad de un generador relativamente grande), pero puede significar una producción anual sustancialmente mayor. Si vale o no la pena tener un menor factor de carga con un generador relativamente mayor, depende tanto de las condiciones eólicas como, por supuesto, del precio de los diferentes modelos de turbinas.

B) Otra forma de ver la paradoja del factor de carga es decir que, hasta cierto punto, se tiene la posibilidad de elegir entre tener una producción de potencia relativamente estable (cerca del límite de diseño del generador) con un alto factor de carga, o bien una alta producción de energía (que fluctuará) con un bajo factor de carga.

9 Confiabilidad – Disponibilidad

La confiabilidad de las turbinas eólicas mejoró enormemente en los últimos años debido al mejor conocimiento de la naturaleza del viento, del avance tecnológico para producir mejores materiales y diseños y de la mayor experiencia en la operación. El avance no sólo se verificó en los elementos constituyentes de la turbina sino también en todo lo referido a los sistemas de control.

La confiabilidad de los equipos normalmente se mide a través del tiempo medio entre fallas, el tiempo medio de reparación y también midiendo la disponibilidad. Aquí existen algunas alternativas. Estos índices llegan hoy en día a valores del orden del 98%.

$$\text{Disponibilidad Total (DT)} = \frac{\text{horas turbina es capaz de generar}}{\text{horas del periodo considerado}}$$

$$\text{Disp. Operativa (DO)} = \frac{\text{horas reales de operación}}{\text{horas con velocidad dentro del rango de operación}}$$

10 Componentes de un aerogenerador

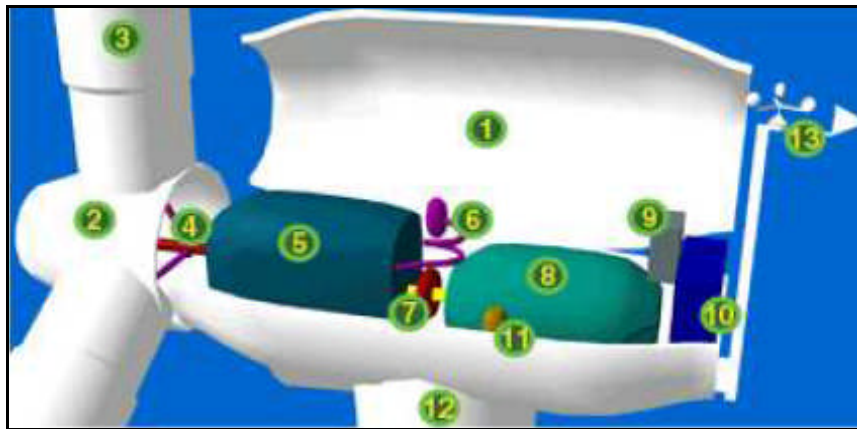


Ilustración 20. Componentes de un aerogenerador

(1) Góndola

La góndola contiene los componentes clave del aerogenerador, incluyendo el multiplicador (5) y el generador eléctrico (8). El personal de servicio puede entrar en la góndola desde la torre (12) de la turbina. A la izquierda de la góndola tenemos el rotor del aerogenerador, es decir, las palas (3) y el buje (2).

(2) Buje

El buje del rotor está acoplado al eje de baja velocidad del aerogenerador (4).

(3) Palas

Las palas del rotor capturan el viento y transmiten su potencia hacia el buje (2). En un aerogenerador moderno de 1000 kW cada pala mide alrededor de 27 metros de longitud y su diseño es muy parecido al del ala de un avión.

(4) Eje de Baja velocidad

El eje de baja velocidad del aerogenerador conecta el buje (2) del rotor al multiplicador (5). En un aerogenerador moderno de 600 kW el rotor gira bastante lentamente, de unas 19 a 30 revoluciones por minuto (rpm). El eje contiene conductos del sistema hidráulico para permitir el funcionamiento de los frenos aerodinámicos (6).

(5) Multiplicador

El multiplicador tiene a su izquierda el eje de baja velocidad (4). Permite que el eje de alta velocidad (7) que está a su derecha gire 50 veces más rápidamente que el eje de baja velocidad.

(6) Sistema Hidráulico

El sistema hidráulico es utilizado para restaurar los frenos aerodinámicos del aerogenerador.

(7) Eje de alta velocidad

El eje de alta velocidad gira aproximadamente a 1.500 rpm, lo que permite el funcionamiento del generador eléctrico (8). Está equipado con un freno de disco mecánico de emergencia. El freno mecánico se utiliza en caso de fallo del freno aerodinámico, o durante las labores de mantenimiento de la turbina.

(8) Generador eléctrico

El generador eléctrico suele llamarse generador asíncrono o de inducción. En un aerogenerador moderno la potencia máxima suele estar entre 500 y 3.000 kilowatts (kW).

(9) Controlador eléctrico

El controlador electrónico tiene una computadora que continuamente monitoriza las condiciones del aerogenerador y que controla el mecanismo de orientación (11). En caso de cualquier disfunción (por ejemplo, un sobrecalentamiento en el multiplicador o en el generador), automáticamente para el aerogenerador y llama a la computadora del operario encargado de la turbina a través de un enlace telefónico mediante módem. La computadora parará el aerogenerador automáticamente si la velocidad del viento excede de 25 metros por segundo, con el fin de proteger a la turbina y sus alrededores.

(10) Unidad de refrigeración

La unidad de refrigeración contiene un ventilador eléctrico utilizado para enfriar el generador eléctrico (8). Además contiene una unidad de refrigeración del aceite empleada para enfriar el aceite del multiplicador (5). Algunas turbinas tienen generadores enfriados por agua.

(11) Mecanismo de orientación

El mecanismo de orientación es activado por el controlador electrónico, que vigila la dirección del viento utilizando la veleta. Normalmente, la turbina sólo se orientará unos pocos grados cada vez, cuando el viento cambia de dirección.

(12) Torre

La torre del aerogenerador es el soporte de la góndola y el rotor, y desde dónde los técnicos pueden acceder a la góndola. Una torre de un aerogenerador de 1,5 MW en potencia mide aproximadamente 80 m de altura.

(13) Anemómetro

El anemómetro y la veleta se utilizan para medir la velocidad y la dirección del viento. Las señales electrónicas del anemómetro son utilizadas por el controlador electrónico (9) del aerogenerador para conectar el aerogenerador cuando el viento alcanza aproximadamente 5 m/s. Las señales de la veleta son utilizadas por el controlador electrónico (9) del aerogenerador para girar al aerogenerador en contra del viento, utilizando el mecanismo de orientación.

Tabla de Ilustraciones

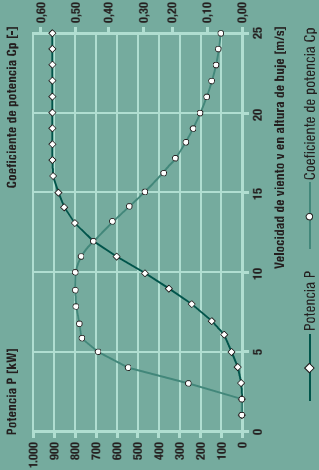
Capítulo 2. Modelo de Producción Eólica Regional

<i>Ilustración 1. Diagrama Polar</i>	21
<i>Ilustración 2. Registro de un Anemómetro.....</i>	22
<i>Ilustración 3. Clasificación del Viento Beaufort (a)</i>	22
<i>Ilustración 4. Clasificación del Viento Beaufort (b)</i>	23
<i>Ilustración 5. Clasificación del Viento Beaufort (c).....</i>	23
<i>Ilustración 6. Imagen de rayos infrarrojos de la superficie del mar tomada por el satélite de la NASA, NOAA-7.....</i>	24
<i>Ilustración 7. Movimiento del aire en la atmósfera(a).....</i>	24
<i>Ilustración 8. Movimiento del aire en la atmósfera (b).....</i>	25
<i>Ilustración 9. Vientos Diurnos</i>	<i>Ilustración 10. Vientos Nocturnos</i>
26	
<i>Ilustración 11. Variabilidad del viento a corto plazo.....</i>	27
<i>Ilustración 12. Variación de la Velocidad del Viento con la Altura.....</i>	28
<i>Ilustración 13. Relación entre la velocidad del viento, su valor en grados Beaufort, sus efectos fácilmente apreciables, la densidad de potencia, la energía a lo largo de un año y la presión dinámica.</i>	29
<i>Ilustración 14. Coeficiente de potencia C_p para diferentes tipos de Aerogeneradores</i>	30
<i>Ilustración 15. Modelo de Betz.....</i>	31
<i>Ilustración 16. Distribución de Weibull. Expresa con que frecuencia sopla el viento en un rango de velocidad determinado.</i>	34
<i>Ilustración 17. Representación de la función de densidad de Weibull para diferentes valores del parámetro de forma k.</i>	35
<i>Ilustración 18. Distribución de densidad de probabilidad de Rayleigh para diferentes valores del parámetro σ.</i>	35
<i>Ilustración 19. Curva de Potencia Aerogenerador modelo G58 del Fabricante Gamesa</i>	36
<i>Ilustración 20. Componentes de un aerogenerador</i>	39

E44

900 kW

Curva de potencia calculada



Viento [m/s]	Potencia P [kW]	Coeficiente de potencia Cp [-]
1	0,0	0,00
2	0,0	0,00
3	4,0	0,16
4	20,0	0,34
5	50,0	0,43
6	96,0	0,48
7	156,0	0,49
8	238,0	0,50
9	340,0	0,50
10	466,0	0,50
11	600,0	0,48
12	710,0	0,44
13	790,0	0,39
14	850,0	0,33
15	880,0	0,28
16	905,0	0,24
17	910,0	0,20
18	910,0	0,17
19	910,0	0,14
20	910,0	0,12
21	910,0	0,11
22	910,0	0,09
23	910,0	0,08
24	910,0	0,07
25	910,0	0,06

Para más información sobre la curva de potencia ENERCON, consulte la última página.

Datos técnicos E-44

Potencia nominal: 900 kW
Diámetro del rotor: 44 m
Altura de buje: 45 m / 55 m / 65 m
Clase de viento (IEC): IEC/NVIA

Concepto de aerogenerador: Sin multiplicadora, velocidad variable
Sistema de control del ángulo de paso (Pitch)

Rotor

Tipo: Rotor a barbovento con control del ángulo de paso activo
 Sentido de rotación: Aguja del reloj
 Número de palas: 3
 Área barrida: 1.521 m²
 Composición de las palas: GFR (resina epoxi); protección contra rayos integrada
 Velocidad: Variable, 12–34 rpm
 Control del ángulo de paso (Pitch): Un sistema independiente de control del ángulo de paso en cada una de las palas
 ENERCON con suministro de energía de emergencia

Generador con sistema de transmisión

Buje: Rígido
 Rodamiento principal: Paroja de rodamientos de roillos cónicos
 Generador: Generador síncrono en anillo ENERCON con accionamiento directo
 Convertidor: ENERCON

Sistema de conexión a red:

Sistemas de frenado: – 3 sistemas independientes de control del ángulo de paso con suministro de energía de emergencia
 – Freno mecánico de rotor
 – Bloqueo de rotor

Sistema de control de orientación:

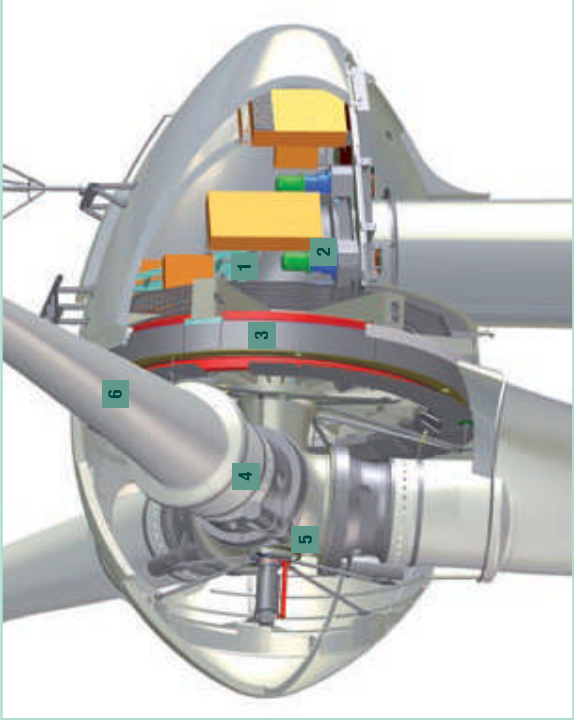
Activo mediante motores de orientación, amortiguamiento en función de cargas

Velocidad de desconexión:

28–34 m/s
 (con control de ráfagas* ENERCON)
 ENERCON SCADA

Sistema de control remoto:

*Para más información sobre el sistema de control de ráfagas ENERCON, consulte la última página.



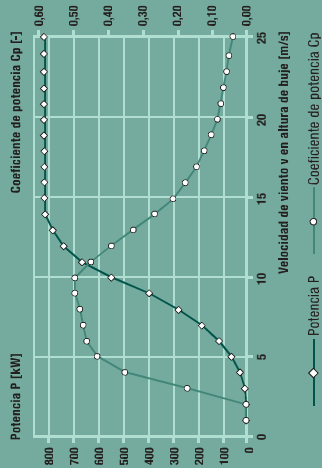
- 1 Soporte principal
- 2 Motor de orientación
- 3 Generador en anillo
- 4 Adaptador de la pala
- 5 Buje del rotor
- 6 Pala

E48

800 kW



Curva de potencia calculada



Viento [m/s]	Potencia P [kW]	Coeficiente de potencia Cp [-]
1	0,0	0,00
2	0,0	0,00
3	5,0	0,17
4	25,0	0,35
5	60,0	0,43
6	110,0	0,46
7	180,0	0,47
8	275,0	0,48
9	400,0	0,50
10	555,0	0,50
11	671,0	0,45
12	750,0	0,39
13	790,0	0,32
14	810,0	0,27
15	810,0	0,22
16	810,0	0,18
17	810,0	0,15
18	810,0	0,13
19	810,0	0,11
20	810,0	0,09
21	810,0	0,08
22	810,0	0,07
23	810,0	0,06
24	810,0	0,05
25	810,0	0,05

Para más información sobre la curva de potencia ENERCON, consulte la última página.

Datos técnicos E-48

Potencia nominal: 800 kW

Diámetro del rotor: 48 m

Altura de buje: 50 m / 60 m / 75 m / 76 m

Zona de viento (sólo Alemania): III

Clase de viento (IEC): IEC/NVNI IIA

Concepto de aerogenerador: Sin multiplicadora, velocidad variable

Sistema de control del ángulo de paso (Pitch)

Rotor

Tipo: Rotor a barlovento con control del ángulo de paso activo

Sentido de rotación: Aguas del reloj

Número de palas: 3

Área barrida: 1.810 m²

Composición de las palas: GRP (resina epoxi); protección contra rayos integrada

Velocidad: Variable, 16–31 rpm

Control del ángulo de paso (Pitch): Un sistema independiente de control del ángulo de paso en cada una de las palas

ENERCON con suministro de energía de emergencia

Generador con sistema de transmisión

Buje: Rígido

Rodamiento principal: Pareja de rodamientos de roillos cónicos

Generador: Generador síncrono en anillo ENERCON con acoplamiento directo

Convertidor: ENERCON

Sistema de conexión a red: — 3 sistemas independientes de control del ángulo de paso con suministro de energía de emergencia

Sistemas de frenado: — Freno mecánico de rotor

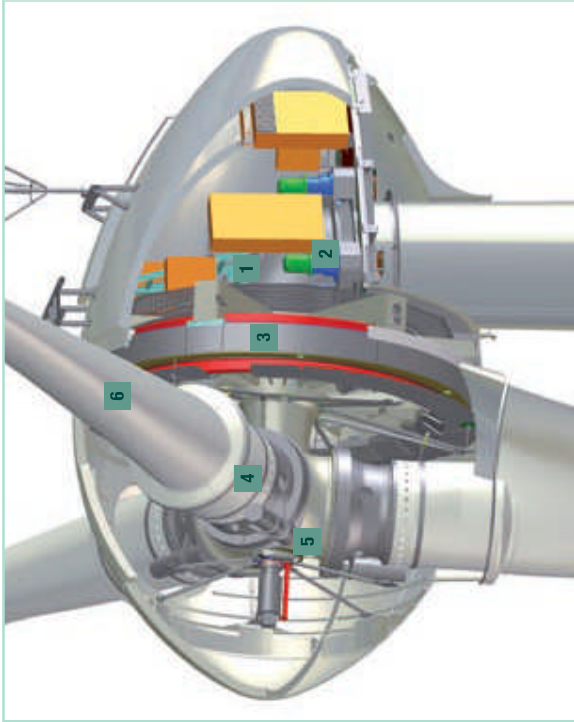
Sistema de control de orientación: — Bloqueo de rotor

Activo mediante motores de orientación, amortiguamiento en función de cargas

Velocidad de desconexión: 28–34 m/s (con control de ráfagas* ENERCON)

Sistema de control remoto: ENERCON SCADA

*Para más información sobre el sistema de control de ráfagas ENERCON, consulte la última página.

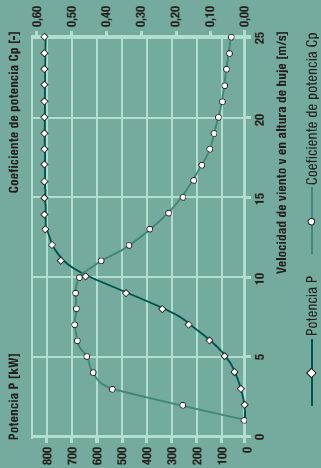


- 1 Soporte principal
- 2 Motor de orientación
- 3 Generador en anillo
- 4 Adaptador de la pala
- 5 Buje del rotor
- 6 Pala

E53

800 kW

Curva de potencia calculada



Viento [m/s]	Potencia P [kW]	Coeficiente de potencia Cp [-]
1	0,0	0,00
2	2,0	0,19
3	14,0	0,39
4	38,0	0,44
5	77,0	0,46
6	141,0	0,48
7	228,0	0,49
8	336,0	0,49
9	480,0	0,49
10	645,0	0,48
11	744,0	0,42
12	780,0	0,34
13	810,0	0,27
14	810,0	0,22
15	810,0	0,18
16	810,0	0,15
17	810,0	0,12
18	810,0	0,10
19	810,0	0,09
20	810,0	0,08
21	810,0	0,06
22	810,0	0,06
23	810,0	0,05
24	810,0	0,04
25	810,0	0,04

Para más información sobre la curva de potencia ENERCON, consulte la última página.

Datos técnicos E-53

Potencia nominal: 800 kW
Diámetro del rotor: 52,9 m
Altura de buje: 60 m / 73 m / 75 m
Zona de viento (sólo Alemania): IEC/NVN Class S
Clase de viento (IEC): $(v_{50} = 7,5 \text{ m/s}, v_{90} = 57 \text{ m/s})$

Concepto de aerogenerador: Sin multiplicadora, velocidad variable
Sistema de control del ángulo de paso (Pitch)

Rotor

Tipo: Rotor a barlovento con control del ángulo de paso activo
Sentido de rotación: Agujas del reloj
Número de palas: 3
Área barrida: 2.198 m²
Composición de las palas: GRP (resina epoxi); protección contra rayos integrada
Velocidad: Variable, 12–28,3 rpm
Control del ángulo de paso (Pitch): Un sistema independiente de control del ángulo de paso en cada una de las palas ENERCON con suministro de energía de emergencia

Generador con sistema de transmisión
Buje: Rígido
Rodamiento principal: Paroja de rodamientos de roillos cónicos
Generador: Generador síncrono en anillo ENERCON con accionamiento directo
Convertidor: ENERCON

Sistema de conexión a red:

Sistemas de frenado:
— 3 sistemas independientes de control del ángulo de paso con suministro de energía de emergencia
— Freno mecánico de rotor
— Bloqueo de rotor

Sistema de control de orientación:

Activo mediante motores de orientación, amortiguamiento en función de cargas

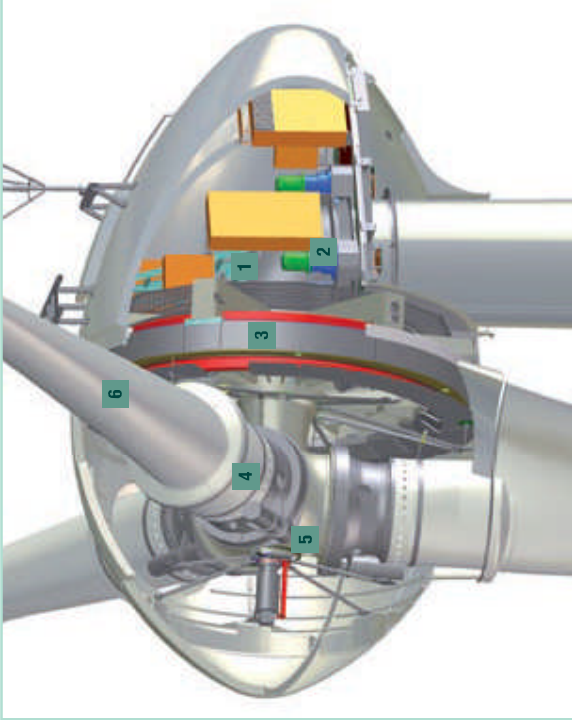
Velocidad de desconexión:

28–34 m/s (con control de ráfagas* ENERCON)

Sistema de control remoto:

ENERCON SCADA

*Para más información sobre el sistema de control de ráfagas ENERCON, consulte la última página.



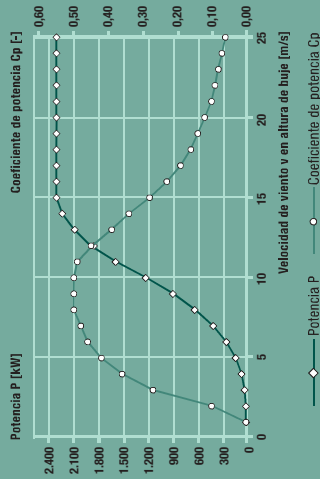
- 1 Soporte principal
- 2 Motor de orientación
- 3 Generador en anillo
- 4 Adaptador de la pala
- 5 Buje del rotor
- 6 Pala

E70

2.300 kW



Curva de potencia calculada



Viento [m/s]	Potencia P [kW]	Coefficiente de potencia Cp [-]
1	0,0	0,00
2	2,0	0,10
3	18,0	0,27
4	56,0	0,36
5	127,0	0,42
6	240,0	0,46
7	400,0	0,48
8	626,0	0,50
9	892,0	0,50
10	1.223,0	0,50
11	1.590,0	0,49
12	1.900,0	0,45
13	2.080,0	0,39
14	2.230,0	0,34
15	2.300,0	0,28
16	2.310,0	0,23
17	2.310,0	0,19
18	2.310,0	0,16
19	2.310,0	0,14
20	2.310,0	0,12
21	2.310,0	0,10
22	2.310,0	0,09
23	2.310,0	0,08
24	2.310,0	0,07
25	2.310,0	0,06

Para más información sobre la curva de potencia ENERCON, consulte la última página.

Datos técnicos E-70 E4

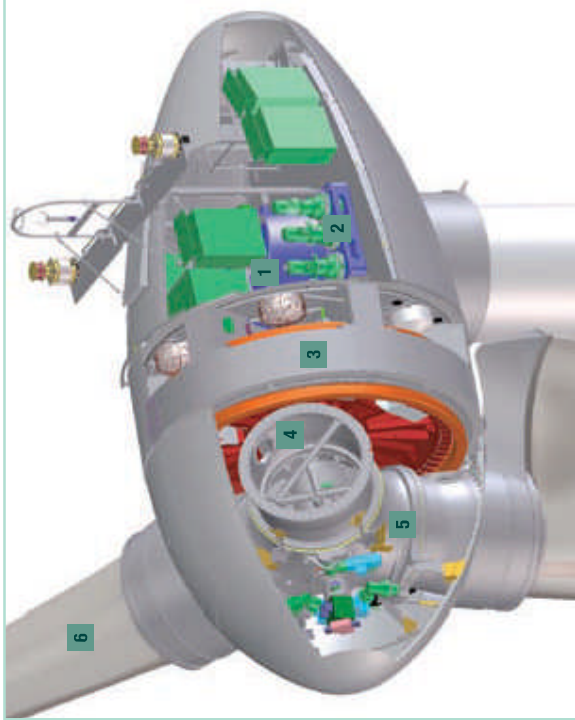
Potencia nominal: 2.300 kW
Diámetro del rotor: 71 m
Altura de buje: 57 m / 64 m / 85 m / 98 m / 113 m
Zona de viento III
Clase de viento (IEC): IEC/NVNI A / IEC/NVNI A

Concepto de aerogenerador: Sin multiplicadora, velocidad variable
Sistema de control del ángulo de paso (Pitch)

Rotor
Tipo: Rotor a barlovento con control del ángulo de paso activo
Sentido de rotación: Aguas del reloj
Número de palas: 3
Área barrida: 3.959 m²
Composición de las palas: GRP (resina epoxi); protección contra rayos integrada
Velocidad: Variable, 6–21,5 rpm
Control del ángulo de paso (Pitch): Un sistema independiente de control del ángulo de paso en cada una de las palas ENERCON con suministro de energía de emergencia

Generador con sistema de transmisión
Buje: Rodamiento de dos hileras de rodillos cónicos / Rodamiento cilíndrico
Generador: Generador sincrónico en anillo ENERCON con acoplamiento directo
Convertidor ENERCON
– 3 sistemas independientes de control del ángulo de paso con suministro de energía de emergencia
– Freno mecánico de rotor
– Bloqueo de rotor
Sistema de control de orientación: Activo mediante motores de orientación, amortiguamiento en función de cargas
Velocidad de desconexión: 28–34 m/s (con control de ráfagas* ENERCON)
Sistema de control remoto: ENERCON SCADA

*Para más información sobre el sistema de control de ráfagas ENERCON, consulte la última página.



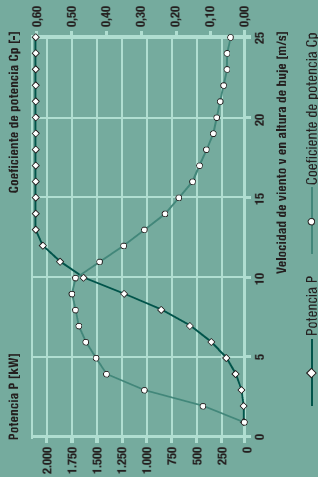
- 1 Soporte principal
- 2 Motor de orientación
- 3 Generador en anillo
- 4 Adaptador de la pala
- 5 Buje del rotor
- 6 Pala

E82

2.000 kW



Curva de potencia calculada



Viento [m/s]	Potencia P [kW]	Coefficiente de potencia Cp [-]
1	0,0	0,00
2	3,0	0,12
3	25,0	0,29
4	82,0	0,40
5	174,0	0,43
6	321,0	0,46
7	532,0	0,48
8	815,0	0,49
9	1.180,0	0,50
10	1.580,0	0,49
11	1.810,0	0,42
12	1.980,0	0,35
13	2.050,0	0,29
14	2.050,0	0,23
15	2.050,0	0,19
16	2.050,0	0,15
17	2.050,0	0,13
18	2.050,0	0,11
19	2.050,0	0,09
20	2.050,0	0,08
21	2.050,0	0,07
22	2.050,0	0,06
23	2.050,0	0,05
24	2.050,0	0,05
25	2.050,0	0,04

Para más información sobre la curva de potencia ENERCON, consulte la última página.

Datos técnicos E-82 E2

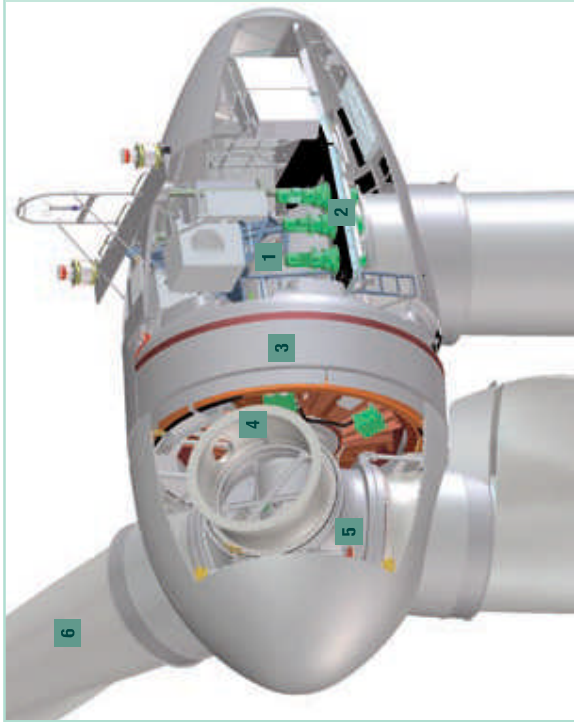
Potencia nominal: 2000 kW
Diámetro del rotor: 82 m
Altura de buje: 78 m / 85 m / 98 m / 108 m / 138 m
Zona de viento (sólo Alemania): IEC/NVN III
Clase de viento (IEC): IEC/NVN IIA

Concepto de aerogenerador: Sin multiplicadora, velocidad variable
Sistema de control del ángulo de paso (Pitch)

Rotor
Tipo: Rotor a barlovento con control del ángulo de paso activo
Sentido de rotación: Aguja del reloj
Número de palas: 3
Área barrida: 5.281 m²
Composición de las palas: GRP (resina epoxi); protección contra rayos integrada
Velocidad: Variable, 6–18 rpm
Control del ángulo de paso (Pitch): Un sistema independiente de control del ángulo de paso en cada una de las palas ENERCON con suministro de energía de emergencia

Generador con sistema de transmisión
Buje: Rodamiento de dos hileras de rodillos cónicos / Rodamiento cilíndrico
Generador: Generador sincrónico en anillo ENERCON con acoplamiento directo
Convertidor: ENERCON
– 3 sistemas independientes de control del ángulo de paso con suministro de energía de emergencia
– Freno mecánico de rotor
– Bloqueo de rotor
Sistema de control de orientación: Activo mediante motores de orientación, amortiguamiento en función de cargas
Velocidad de desconexión: 28–34 m/s (con control de ráfagas* ENERCON)
Sistema de control remoto: ENERCON SCADA

*Para más información sobre el sistema de control de ráfagas ENERCON, consulte la última página.



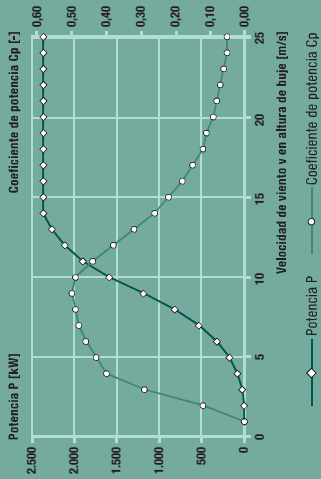
- 1 Soporte principal
- 2 Motor de orientación
- 3 Generador en anillo
- 4 Adaptador de la pala
- 5 Buje del rotor
- 6 Pala

E82

2.300 kW



Curva de potencia calculada



Viento [m/s]	Potencia P [kW]	Coefficiente de potencia Cp [-]
1	0,0	0,00
2	3,0	0,12
3	25,0	0,29
4	82,0	0,40
5	174,0	0,43
6	321,0	0,46
7	532,0	0,48
8	815,0	0,49
9	1.180,0	0,50
10	1.580,0	0,49
11	1.890,0	0,44
12	2.100,0	0,38
13	2.250,0	0,32
14	2.350,0	0,26
15	2.350,0	0,22
16	2.350,0	0,18
17	2.350,0	0,15
18	2.350,0	0,12
19	2.350,0	0,11
20	2.350,0	0,09
21	2.350,0	0,08
22	2.350,0	0,07
23	2.350,0	0,06
24	2.350,0	0,05
25	2.350,0	0,05

Para más información sobre la curva de potencia ENERCON, consulte la última página.

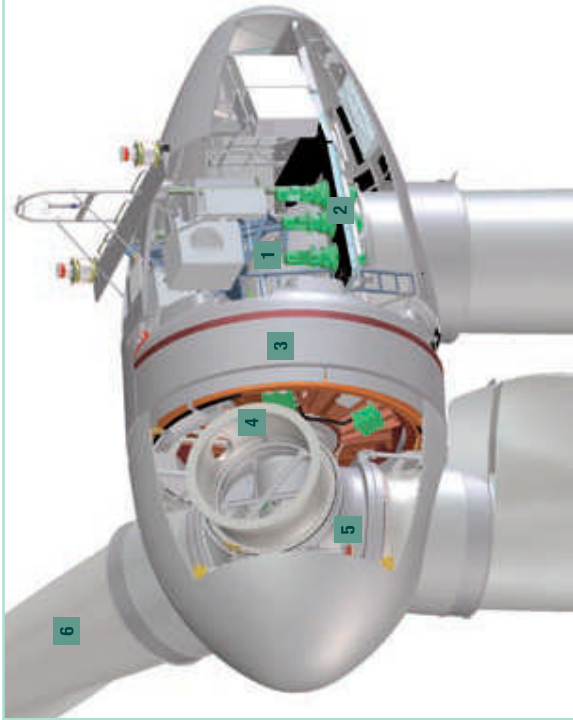
Datos técnicos E-82 E2

Potencia nominal: 2.300 kW
Diámetro del rotor: 82 m
Altura de buje: 78 m / 85 m / 98 m / 108 m / 138 m
Zona de viento (sólo Alemania): IEC/NVN III
Clase de viento (IEC): IEC/NVN IIA
Concepto de aerogenerador: Sin multiplicadora, velocidad variable
Sistema de control del ángulo de paso (Pitch)

Rotor
Tipo: Rotor a barlovento con control del ángulo de paso activo
Sentido de rotación: Aguja del reloj
Número de palas: 3
Área barrida: 5.281 m²
Composición de las palas: GFR (resina epoxi); protección contra rayos integrada
Velocidad: Variable, 6–18 rpm
Control del ángulo de paso (Pitch): Un sistema independiente de control del ángulo de paso en cada una de las palas
ENERCON con suministro de energía de emergencia

Generador con sistema de transmisión
Buje: Rodamiento de dos hileras de rodillos cónicos/Rodamiento cilíndrico
Generador: Generador sincrónico en anillo ENERCON con acoplamiento directo
Convertidor ENERCON
– 3 sistemas independientes de control del ángulo de paso con suministro de energía de emergencia
– Freno mecánico de rotor
– Bloqueo de rotor
Sistema de control de orientación: Activo mediante motores de orientación, amortiguamiento en función de cargas
Velocidad de desconexión: 28–34 m/s
(con control de ráfagas* ENERCON)
Sistema de control remoto: ENERCON SCADA

*Para más información sobre el sistema de control de ráfagas ENERCON, consulte la última página.



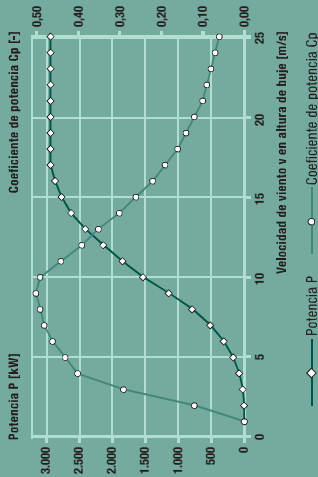
- 1 Soporte principal
- 2 Motor de orientación
- 3 Generador en anillo
- 4 Adaptador de la pala
- 5 Buje del rotor
- 6 Pala

E82

3.000 kW



Curva de potencia calculada



Viento [m/s]	Potencia P [kW]	Coeficiente de potencia Cp [-]
1	0,0	0,00
2	3,0	0,12
3	25,0	0,29
4	82,0	0,40
5	174,0	0,43
6	321,0	0,46
7	532,0	0,48
8	815,0	0,49
9	1.180,0	0,50
10	1.580,0	0,49
11	1.900,0	0,44
12	2.200,0	0,39
13	2.480,0	0,35
14	2.700,0	0,30
15	2.850,0	0,26
16	2.950,0	0,22
17	3.020,0	0,19
18	3.020,0	0,16
19	3.020,0	0,14
20	3.020,0	0,12
21	3.020,0	0,10
22	3.020,0	0,09
23	3.020,0	0,08
24	3.020,0	0,07
25	3.020,0	0,06

Para más información sobre la curva de potencia ENERCON, consulte la última página.

Datos técnicos E-82 E3

Potencia nominal: 3.000 kW
Diámetro del rotor: 82 m
Altura de buje: 78 m / 85 m / 98 m / 108 m / 138 m
Clase de viento (IEC): IEC/NV/NIIA / IEC/NV/NIIA
Concepto de aerogenerador: Sin multiplicadora, velocidad variable
Sistema de control del ángulo de paso (Pitch)

Rotor
Tipo: Rotor a barfivento con control del ángulo de paso activo
Sentido de rotación: Agujas del reloj
Número de palas: 3
Área barrida: 5.281 m²
Composición de las palas: GRP (resina epoxi); protección contra rayos integrada
Velocidad: Variable, 6–18.5 rpm
Control del ángulo de paso (Pitch): Un sistema independiente de control del ángulo de paso en cada una de las palas ENERCON con suministro de energía de emergencia

Generador con sistema de transmisión
Buje: Rodamiento de dos hileras de rodillos cónicos / Rodamiento cilíndrico
Generador: Generador sincrónico en anillo ENERCON con accionamiento directo
Convertidor ENERCON
– 3 sistemas independientes de control del ángulo de paso con suministro de energía de emergencia
– Freno mecánico de rotor
– Bloqueo de rotor
Sistema de control de orientación: Activo mediante motores de orientación, amortiguamiento en función de cargas
Velocidad de desconexión: 28–34 m/s
(con control de ráfagas* ENERCON)
Sistema de control remoto: ENERCON SCADA

*Para más información sobre el sistema de control de ráfagas ENERCON, consulte la última página.

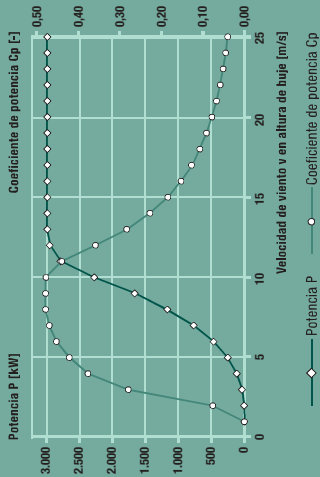


- 1 Soporte principal
- 2 Motor de orientación
- 3 Generador en anillo
- 4 Adaptador de la pala
- 5 Buje del rotor
- 6 Pala

E101

3.000 kW

Curva de potencia calculada



Viento [m/s]	Potencia P [kW]	Coefficiente de potencia Cp [-]
1	0,0	0,000
2	3,0	0,076
3	37,0	0,279
4	118,0	0,376
5	258,0	0,421
6	479,0	0,452
7	790,0	0,469
8	1.200,0	0,478
9	1.710,0	0,478
10	2.340,0	0,477
11	2.867,0	0,439
12	3.034,0	0,358
13	3.050,0	0,283
14	3.050,0	0,227
15	3.050,0	0,184
16	3.050,0	0,152
17	3.050,0	0,127
18	3.050,0	0,107
19	3.050,0	0,091
20	3.050,0	0,078
21	3.050,0	0,067
22	3.050,0	0,058
23	3.050,0	0,051
24	3.050,0	0,045
25	3.050,0	0,040

Para más información sobre la curva de potencia ENERCON, consulte la última página.

Datos técnicos E-101

Potencia nominal: 3.000 kW

Diámetro del rotor: 101 m

Altura de buje: 99 m / 135 m

Zona de viento (sólo Alemania): III

Clase de viento (IEC): IEC/NVNI II/A

Concepto de aerogenerador: Sin multiplicadora, velocidad variable

Sistema de control del ángulo de paso (Pitch)

Generador con sistema de transmisión

Buje: Rígido

Rodamiento principal: Rodamiento de dos hileras de rodillos cónicos / Rodamiento cilíndrico

Generador: Generador síncrono en anillo ENERCON con accionamiento directo

Convertidor: ENERCON

– 3 sistemas independientes de control del ángulo de paso con suministro de energía de emergencia

– Freno mecánico de rotor

– Bloqueo del rotor con ranuras para insertar los pernos dispuestos cada 15°

Activo mediante motores de orientación, amortiguamiento en función de cargas

28–34 m/s

(con control de ráfagas* ENERCON)

ENERCON SCADA

Sistema de control de orientación:

Velocidad de desconexión:

Sistema de control remoto:

*Para más información sobre el sistema de control de ráfagas ENERCON, consulte la última página.

Rotor

Tipo: Rotor a barlovento con control del ángulo de paso activo

Sentido de rotación: Aguas del reloj

Número de palas: 3

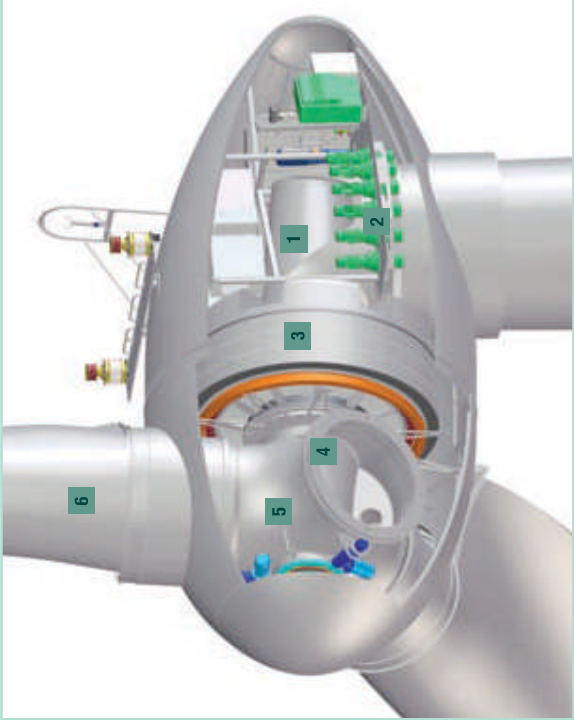
Área barrida: 8.012 m²

Composición de las palas: GFR (resina epoxi); protección contra rayos integrada

Velocidad: Variable, 4–14,5 rpm

Control del ángulo de paso (Pitch): Un sistema independiente de control del ángulo de paso en cada una de las palas

ENERCON con suministro de energía de emergencia



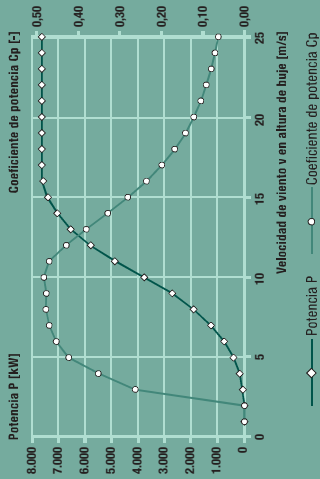
- 1 Soporte principal
- 2 Motor de orientación
- 3 Generador en anillo
- 4 Adaptador de la pala
- 5 Buje del rotor
- 6 Pala

E126

7.500 kW



Curva de potencia calculada



Viento [m/s]	Potencia P [kW]	Coeficiente de potencia Cp [-]
1	0,0	0,000
2	0,0	0,000
3	55,0	0,263
4	175,0	0,352
5	410,0	0,423
6	760,0	0,453
7	1.250,0	0,470
8	1.900,0	0,478
9	2.700,0	0,477
10	3.750,0	0,483
11	4.850,0	0,470
12	5.750,0	0,429
13	6.500,0	0,381
14	7.000,0	0,329
15	7.350,0	0,281
16	7.500,0	0,236
17	7.580,0	0,199
18	7.580,0	0,168
19	7.580,0	0,142
20	7.580,0	0,122
21	7.580,0	0,105
22	7.580,0	0,092
23	7.580,0	0,080
24	7.580,0	0,071
25	7.580,0	0,063

Para más información sobre la curva de potencia ENERCON, consulte la última página.

Datos técnicos E-126

Potencia nominal: 7.500 kW
Diámetro del rotor: 127 m
Altura de buje: 135 m
Zona de viento (sólo Alemania): IEC/NVNA
Clase de viento (IEC): IEC/NVNA

Concepto de aerogenerador: Sin multiplicadora, velocidad variable
Sistema de control del ángulo de paso (Pitch)

Rotor

Tipo: Rotor a barlovento con control del ángulo de paso activo
Sentido de rotación: Aguas del reloj
Número de palas: 3
Área barrida: 12.668 m²
Composición de las palas: GRP (resina epoxi)/GRP; Fibra de vidrio (GRP) (resina epoxi)/acero
Velocidad: Variable, 5–11,7 rpm
Control del ángulo de paso (Pitch): Un sistema independiente de control del ángulo de paso en cada una de las palas ENERCON con suministro de energía de emergencia

Generador con sistema de transmisión

Buje: Rígido
Rodamiento principal: Rodamiento con una hilera de rodillos cónicos
Generador: Generador sincrónico en anillo ENERCON con acoplamiento directo

Sistema de conexión a red: Convertidor ENERCON

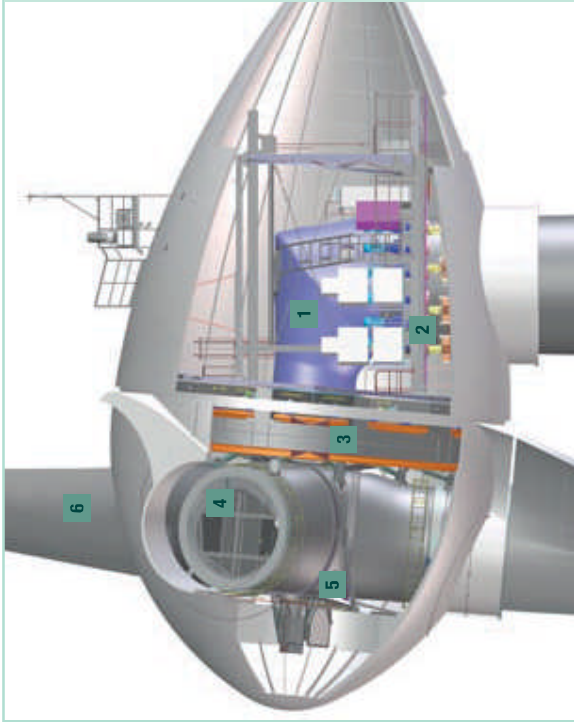
Sistemas de frenado: – 3 sistemas independientes de control del ángulo de paso con suministro de energía de emergencia

– Freno mecánico de rotor

Sistema de control de orientación: Activo mediante motores de orientación, amortiguamiento en función de cargas
Velocidad de desconexión: 28–34 m/s (con control de ráfagas* ENERCON)

Sistema de control remoto: ENERCON SCADA

*Para más información sobre el sistema de control de ráfagas ENERCON, consulte la última página.

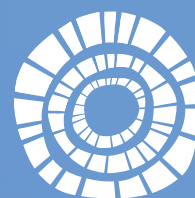


- 1 Soporte principal
- 2 Motor de orientación
- 3 Generador en anillo
- 4 Adaptador de la pala
- 5 Buje del rotor
- 6 Pala

Gamesa G58-850 kW



Gamesa



Ventajas

Las mejores prestaciones para vientos bajos

- ▶▶ Clase IIIB/WZII.
- ▶▶ Tecnología de paso y velocidad variable para maximizar la energía producida.
- ▶▶ Fabricación de palas más ligeras mediante el empleo de fibra de vidrio y preimpregnados.
- ▶▶ Cumplimiento de los principales Requerimientos de Conexión a Red internacionales.
- ▶▶ Diseño aerodinámico y sistema de control Gamesa NRS® para minimizar el ruido emitido.
- ▶▶ Gamesa SGIPE: sistema de control y monitorización remota con acceso Web.
- ▶▶ Más de 5.800 aerogeneradores Gamesa G5X-850 kW instalados en todo el mundo.



G58-850 kW

Rotor

Diámetro	58 m
Área de barrido	2.642 m ²
Velocidad de giro	Variable 14,6 - 30,8 rpm, torres 55 y 65 m Variable 16,2 - 30,8 rpm, torre 44 m
Sentido de giro	Agujas del reloj (vista frontal)
Peso (incl. Buje)	Aprox. 12 T
Peso (incl. Buje y Nacelle)	Aprox. 35 T

Palas

Número de palas	3
Longitud	28,3 m
Perfil	NACA 63.XXX + FFA-W3
Material	Fibra de vidrio preimpregnada de resina epoxy
Peso pala completa	2.400 kg

Torre tubular

Tipo modular	Altura	Peso
2 secciones	44 m	45 T
3 secciones	55 m	62 T
3 secciones	65 m	79 T
3 secciones	71 m	86 T

Multiplicadora

Tipo	1 etapa planetaria / 2 etapas de ejes paralelos
Ratio	1:61,74 (50 Hz)
Refrigeración	Bomba de aceite con radiador de aceite
Calentamiento aceite	1,5 kW

Generador 850 kW

Tipo	Generador doblemente alimentado
Potencia nominal	850 kW
Tensión	690 V ac
Frecuencia	50 Hz
Clase de protección	IP 54
Número de polos	4
Velocidad de giro	1.000:1.950 rpm (50 Hz)
Intensidad nominal Estator	670 A @ 690 V
Factor de potencia (standard)	0,95 CAP - 0,95 IND a cargas parciales y 1 a potencia nominal.*
Factor de potencia (opcional)	0,95 CAP - 0,95 IND en todo el rango de potencias.*

* Factor de potencia en bornas de salida del generador en el lado de baja tensión antes de la entrada del transformador.

Diseño mecánico

Tren de potencia con eje principal soportado por dos rodamientos esféricos que transmiten las cargas laterales directamente al bastidor a través de un caballete. Esto evita que la multiplicadora reciba cargas adicionales, con lo que se reducen las posibilidades de avería además de facilitar su servicio.

Freno

Freno primario aerodinámico por puesta en bandera de las palas. Adicionalmente freno mecánico de disco hidráulicamente activado de emergencia situado en la salida del eje de alta velocidad de la multiplicadora.

Protección contra rayos

El aerogenerador Gamesa G58-850 kW utiliza el sistema "protección total contra rayos", siguiendo la normativa IEC 61024-1. Este sistema conduce el rayo desde ambas caras de la punta de la pala hasta la raíz y desde ahí, a través de la nacelle y de la estructura de la torre, hasta el sistema de puesta a tierra de las cimentaciones. De esta forma, se protege la pala y se evita que los elementos eléctricos sensibles resulten dañados.

Sistema de control

Generador doblemente alimentado, controlado en velocidad y potencia mediante convertidores IGBT y control electrónico PWM (modulación por ancho de pulso).

Ventajas:

- ▶▶ Control de potencia activa y reactiva.
- ▶▶ Bajo contenido en armónicos y mínimas pérdidas.
- ▶▶ Aumento de la eficiencia y de la producción.
- ▶▶ Mejora de la vida útil de la máquina.

Gamesa SGIPE

Sistema de control de parques eólicos desarrollado por Gamesa, y su nueva generación Gamesa WindNet®, que permiten la operación y monitorización remota y en tiempo real de los aerogeneradores, mástil meteorológico y subestación eléctrica. Diseño modular con herramientas de control de potencia activa y reactiva, ruido, sombras y estelas. Arquitectura TCP/IP con interfaz Web.

Sistema de Mantenimiento Predictivo SMP

Sistema de mantenimiento predictivo para la detección prematura de posibles deterioros o fallos en los principales componentes del aerogenerador.

Ventajas:

- ▶▶ Disminución de grandes correctivos.
- ▶▶ Aumento de la disponibilidad y de la vida útil de la máquina.
- ▶▶ Condiciones preferenciales en las negociaciones con las aseguradoras.
- ▶▶ Integración con el sistema de control.

Control del ruido

Diseño aerodinámico de punta de pala y diseño de componentes mecánicos que minimizan el ruido emitido. Adicionalmente, Gamesa ha desarrollado el sistema de control de ruido Gamesa NRS®, que permite programar el ruido emitido de acuerdo con criterios como fecha, hora o dirección del viento. De este modo se logra el cumplimiento de las normativas locales con una producción máxima.

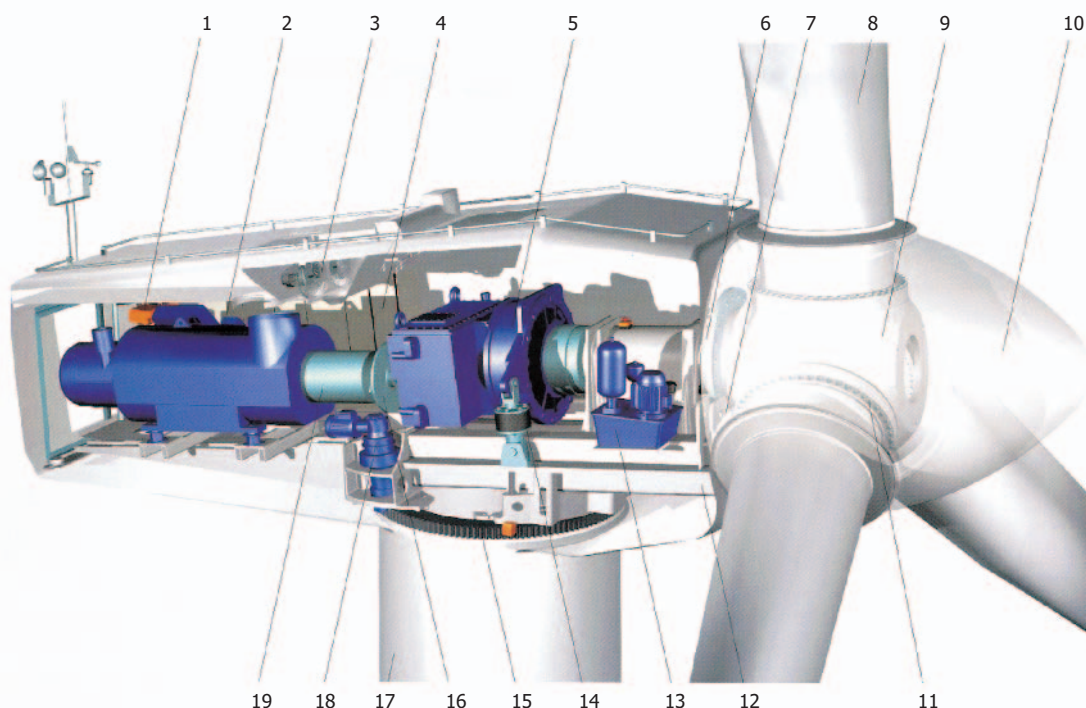
Conexión a red

Los aerogeneradores doblemente alimentados de Gamesa y las tecnologías de Crowbar Activo y convertidor sobredimensionado aseguran el cumplimiento de los más exigentes requerimientos de conexión a red.

Soporte a huecos de tensión y regulación dinámica de potencia activa y reactiva.



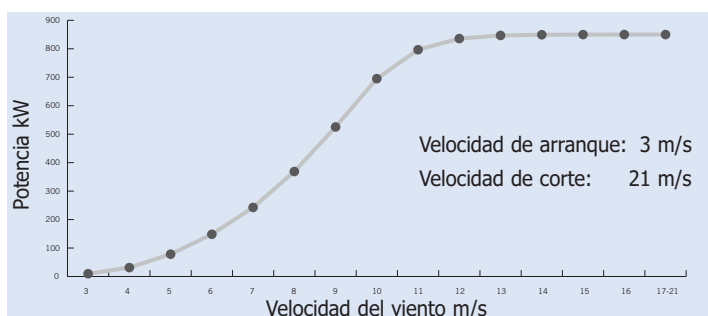
- 1 Polipasto
- 2 Generador
- 3 Sist. refrigeración
- 4 Unidad control
- 5 Multiplicadora
- 6 Eje principal con dos rodamientos
- 7 Sistema bloqueo rotor
- 8 Pala
- 9 Buje
- 10 Cono
- 11 Rodamiento pala
- 12 Bastidor
- 13 Sistema hidráulico
- 14 Amortiguador
- 15 Corona de giro
- 16 Disco de freno
- 17 Torre
- 18 Reductora de giro
- 19 Transmisión. Eje de alta



Curva de Potencia Gamesa G58-850 kW

(para una densidad del aire de 1,225 kg/m³)

Curva de potencia calculada con base a datos de perfiles aerodinámicos NACA 63.XXX y FFA-W3 (perfiles de pala).
Parámetros de cálculo: 50 Hz de frecuencia de red; ángulo de calado de pala variable (control tipo pitch); intensidad de turbulencia del 10% y una velocidad variable del rotor de 14,6 - 30,8 rpm.



VELOCIDAD (m/s)	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17-21
POTENCIA (kW)	9.7	31.2	78.4	148.2	242.7	368.8	525.3	695.0	796.6	853.9	846.8	849.3	849.9	850.0	850.0

Gamesa



C/ Ciudad de la Innovación, 9-11
31621 Sarriguren (España)
Tel: +34 948 771000
Fax: +34 948 165039
info@gamesacorp.com
www.gamesacorp.com

ALEMANIA

Wailandtstrasse 7
63741 Aschaffenburg
Tel: +49 (0) 6021 15 09 0
Fax: +49 (0) 6021 15 09 199
E-mail: germany.wind@gamesacorp.com

DINAMARCA

Vejlsøvej 51
8600 Silkeborg
Tel: +45 87 229205 / 9204
Fax: +45 87 229201

FRANCIA

Parc Mail — Bâtiment G
6 Allée Irène Joliot Curie
69791 Saint Priest
Tel: +33 (0) 472 79 47 09
Fax: +33 (0) 478 90 05 41

GRECIA

3, Pampouki Street
154 51 Neo Psichiko
Atenas
Tel: +30 21 06753300
Fax: +30 21 06753305

ITALIA

Via Pio Emanuelli, 1
Corpo B, 2° piano
00143 Roma
Tel: +39 0651531036
Fax: +39 0651530911

PORTUGAL

Edifício D. João II
PARQUE DAS NAÇOES
Av. D. João II, lote 1.06.2.3-7º B
1990-090 Lisboa
Tel: +351 21 898 92 00
Fax: +351 21 898 92 99

REINO UNIDO

Rowan House Hazell Drive
NEWPORT South Wales NP10 8FY
Tel: +44 1633 654 140
Fax: +44 1633 654 147

ESTADOS UNIDOS

1 Ben Fairless Drive - Ste. 2
Fairless Hills, PA 19030
Tel: +1 215 736 8165
Fax: +1 215 736 3985

CHINA

Room 605,
CBD International Building
N.º 16, Yong An Dong Li,
Chaoyang District
Pekín 100022
P.R. China
Tel.: +86 10 6567 9888
Fax: +86 10 6566 9666

JAPON

Daiwa Jisho Building 4F - 411, 74-1 Naka-ku,
Yamashita-cho, Yokohama-city 231-0023,
Kanagawa
Tel: +81 45 680 50 80
Fax: +81 45 680 50 81

Las especificaciones descritas en este folleto están sujetas a posible revisión sin aviso previo.

Las especificaciones descritas no son vinculantes contractualmente.

Fecha de impresión: Junio 2008



Gamesa G80-2.0 MW



Ventajas

Máxima potencia unitaria con excelentes prestaciones para emplazamientos de vientos altos

- ▶▶ Clase IA/WZII/WZIII.
- ▶▶ Tecnología de paso y velocidad variable para maximizar la energía producida.
- ▶▶ Fabricación de palas más ligeras mediante el empleo de fibra de vidrio y preimpregnados.
- ▶▶ Cumplimiento de los principales Requerimientos de Conexión a Red internacionales.
- ▶▶ Diseño aerodinámico y sistema de control Gamesa NRS® para minimizar el ruido emitido.
- ▶▶ Gamesa SGIPE: sistema de control y monitorización remota con acceso Web.



G80-2.0 MW

Rotor

Diámetro	80 m
Área de barrido	5.027 m ²
Velocidad de giro	9,0 - 19,0 rpm
Sentido de giro	Agujas del reloj (vista frontal)
Peso (incl. Buje)	Aprox. 38 T
Peso (incl. Buje y Nacelle)	Aprox. 108 T

Palas

Número de palas	3
Longitud	39 m
Perfil	NACA 63.XXX + FFA-W3
Material	Fibra de vidrio preimpregnado de resina epoxy
Peso pala completa	6.500 kg

Torre tubular

Tipo modular	Altura	Peso
3 secciones	60 m	127 T
3 secciones	67 m	145 T
4 secciones	78 m	201 T
5 secciones	100 m	283 T

Multiplicadora

Tipo	1 etapa planetaria / 2 etapas de ejes paralelos
Ratio	1:100,5 (50 Hz) 1:120,5 (60 Hz)
Refrigeración	Bomba de aceite con radiador de aceite
Calentamiento aceite	2,2 kW

Generador 2.0 MW

Tipo	Doubly-fed machine
Potencia nominal	2.0 MW
Tensión	690 V ac
Frecuencia	50 Hz / 60 Hz
Clase de protección	IP 54
Número de polos	4
Velocidad de giro	900:1.900 rpm (nominal 1.680 rpm) (50 Hz) 1.080:2.280 rpm (nominal 2.016 rpm) (60 Hz)
Intensidad nominal Estator	1,500 A @ 690 V
Factor de potencia (standard)	0,98 CAP - 0,96 IND a cargas parciales y 1 a potencia nominal.*
Factor de potencia (opcional)	0,95 CAP - 0,95 IND en todo el rango de potencias.*

* Factor de potencia en bornas de salida del generador en el lado de baja tensión antes de la entrada del transformador.

Diseño mecánico

Tren de potencia con eje principal soportado por dos rodamientos esféricos que transmiten las cargas laterales directamente al bastidor a través de un caballete. Esto evita que la multiplicadora reciba cargas adicionales, con lo que se reducen las posibilidades de avería además de facilitar su servicio.

Freno

Freno primario aerodinámico por puesta en bandera de las palas. Adicionalmente freno mecánico de disco hidráulicamente activado de emergencia situado en la salida del eje de alta velocidad de la multiplicadora.

Protección contra rayos

El aerogenerador Gamesa G80-2.0 MW utiliza el sistema "protección total contra rayos", siguiendo la normativa IEC 61024-1. Este sistema conduce el rayo desde ambas caras de la punta de la pala hasta la raíz y desde ahí, a través de la nacelle y de la estructura de la torre, hasta el sistema de puesta a tierra de las cimentaciones. De esta forma, se protege la pala y se evita que los elementos eléctricos sensibles resulten dañados.

Sistema de control

Generador doblemente alimentado, controlado en velocidad y potencia mediante convertidores IGBT y control electrónico PWM (modulación por ancho de pulso).

Ventajas:

- ▶▶ Control de potencia activa y reactiva.
- ▶▶ Bajo contenido en armónicos y mínimas pérdidas.
- ▶▶ Aumento de la eficiencia y de la producción.
- ▶▶ Mejora de la vida útil de la máquina.

Gamesa SGIPE

Sistema de control de parques eólicos desarrollado por Gamesa, y su nueva generación Gamesa WindNet®, que permiten la operación y monitorización remota y en tiempo real de los aerogeneradores, mástil meteorológico y subestación eléctrica. Diseño modular con herramientas de control de potencia activa y reactiva, ruido, sombras y estelas. Arquitectura TCP/IP con interfaz Web.

Sistema de Mantenimiento Predictivo SMP

Sistema de mantenimiento predictivo para la detección prematura de posibles deterioros o fallos en los principales componentes del aerogenerador.

Ventajas:

- ▶▶ Disminución de grandes correctivos.
- ▶▶ Aumento de la disponibilidad y de la vida útil de la máquina.
- ▶▶ Condiciones preferenciales en las negociaciones con las aseguradoras.
- ▶▶ Integración con el sistema de control.

Control del ruido

Diseño aerodinámico de punta de pala y diseño de componentes mecánicos que minimizan el ruido emitido. Adicionalmente, Gamesa ha desarrollado el sistema de control de ruido Gamesa NRS®, que permite programar el ruido emitido de acuerdo con criterios como fecha, hora o dirección del viento. De este modo se logra el cumplimiento de las normativas locales con una producción máxima.

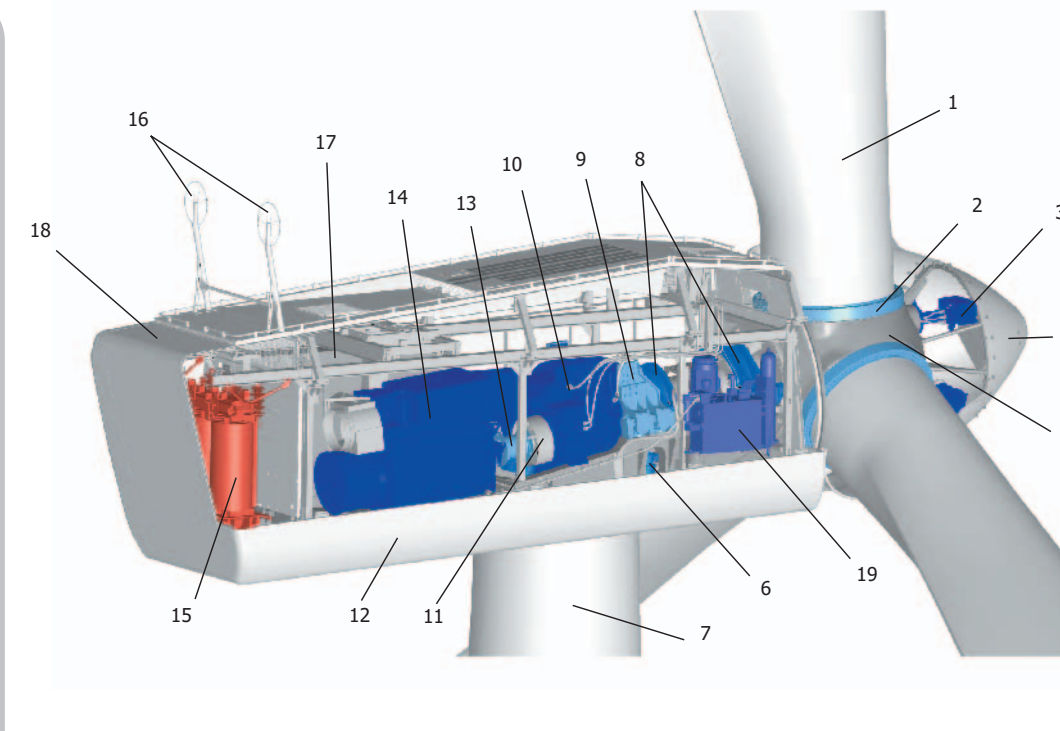
Conexión a red

Los aerogeneradores doblemente alimentados de Gamesa y las tecnologías de Crowbar Activo y convertidor sobredimensionado aseguran el cumplimiento de los más exigentes requerimientos de conexión a red.

Soporte a huecos de tensión y Regulación dinámica de potencia activa y reactiva.



- 1 Pala
- 2 Rodamiento pala
- 3 Actuador hidráulico del pitch
- 4 Cubierta del buje
- 5 Bujes
- 6 Control orientación
- 7 Torre
- 8 Eje principal con dos rodamientos
- 9 Amortiguadores
- 10 Multiplicadora
- 11 Freno de disco principal
- 12 Soporte de la nacelle
- 13 Transmisión: Eje de alta velocidad
- 14 Generador doblemente alimentado
- 15 Transformador
- 16 Anemómetro sónico y veleta
- 17 Armario de control
- 18 Cubierta de la nacelle
- 19 Unidad hidráulica

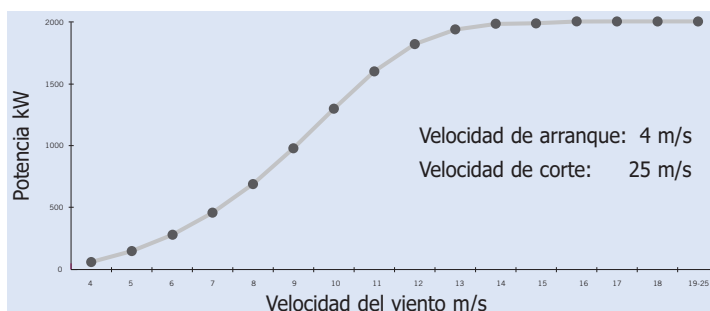


Curva de Potencia Gamesa G80-2.0 MW

(para una densidad del aire de 1,225 kg/m³)

Curva de potencia calculada con base a datos de perfiles aerodinámicos NACA 63.XXX y FFA-W3 (perfiles de pala).

Parámetros de cálculo: 50 Hz de frecuencia de red; ángulo de calado de pala variable (control tipo pitch); intensidad de turbulencia del 10% y una velocidad variable del rotor de 9,0 - 19,0 rpm.



VELOCIDAD (m/s)	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19-25
POTENCIA (kW)	66.3	152.0	280.0	457.0	690.0	978.0	1,296.0	1,598.0	1,818.0	1,935.0	1,980.0	1,995.0	1,999.0	2,000.0	2,000.0	2,000.0

C/ Ciudad de la Innovación, 9-11
31621 Sarriguren (España)
Tel: +34 948 771000
Fax: +34 948 165039
info@gamesacorp.com
www.gamesacorp.com

ALEMANIA

Wailandtstrasse 7
63741 Aschaffenburg
Tel: +49 (0) 6021 15 09 0
Fax: +49 (0) 6021 15 09 199
E-mail: germany.wind@gamesacorp.com

DINAMARCA

Vejlsøvej 51
8600 Silkeborg
Tel: +45 87 229205 / 9204
Fax: +45 87 229201

FRANCIA

Parc Mail — Bâtiment G
6 Allée Irène Joliot Curie
69791 Saint Priest
Tel: +33 (0) 472 79 47 09
Fax: +33 (0) 478 90 05 41

GRECIA

3, Pampouki Street
154 51 Neo Psichiko
Atenas
Tel: +30 21 06753300
Fax: +30 21 06753305

ITALIA

Via Pio Emanuelli, 1
Corpo B, 2° piano
00143 Roma
Tel: +39 0651531036
Fax: +39 0651530911

PORTUGAL

Edifício D. João II
PARQUE DAS NAÇOES
Av. D. João II, lote 1.06.2.3-7º B
1990-090 Lisboa
Tel: +351 21 898 92 00
Fax: +351 21 898 92 99

REINO UNIDO

Rowan House Hazell Drive
NEWPORT South Wales NP10 8FY
Tel: +44 1633 654 140
Fax: +44 1633 654 147

ESTADOS UNIDOS

1 Ben Fairless Drive - Ste. 2
Fairless Hills, PA 19030
Tel: +1 215 736 8165
Fax: +1 215 736 3985

CHINA

Room 605,
CBD International Building
N.º 16, Yong An Dong Li,
Chaoyang District
Pekín 100022
P.R. China
Tel.: +86 10 6567 9888
Fax: +86 10 6566 9666

JAPON

Daiwa Jisho Building 4F - 411, 74-1 Naka-ku,
Yamashita-cho, Yokohama-city 231-0023,
Kanagawa
Tel: +81 45 680 50 80
Fax: +81 45 680 50 81

Las especificaciones descritas en este folleto están sujetas a posible revisión sin aviso previo.

Las especificaciones descritas no son vinculantes contractualmente.

Fecha de impresión: Junio 2008



Gamesa G90-2.0 MW



Gamesa 

Ventajas

Máxima potencia al mínimo coste por kWh para emplazamientos de vientos bajos

- ▶▶ Clase IIIA/WZII.
- ▶▶ Tecnología de paso y velocidad variable para maximizar la energía producida.
- ▶▶ Fabricación de palas más ligeras mediante el empleo de fibra de vidrio, fibra de carbono y preimpregnados.
- ▶▶ Cumplimiento de los principales Requerimientos de Conexión a Red internacionales.
- ▶▶ Diseño aerodinámico y sistema de control Gamesa NRS® para minimizar el ruido emitido.
- ▶▶ Gamesa SGIPE: sistema de control y monitorización remota con acceso Web.



G90-2.0 MW

Rotor

Diámetro	90 m
Área de barrido	6.362 m ²
Velocidad de giro	9,0 - 19,0 rpm
Sentido de giro	Agujas del reloj (vista frontal)
Peso (incl. Buje)	Aprox. 36 T
Peso (incl. Buje y Nacelle)	Aprox. 106 T

Palas

Número de palas	3
Longitud	44 m
Perfil	DU (Delft University) + FFA-W3
Material	Fibra de vidrio preimpregnada de resina epoxy + fibra de carbono
Peso pala completa	5.800 kg

Torre tubular

Tipo modular	Altura	Peso
3 secciones	67 m*	153 T
4 secciones	78 m	203 T
5 secciones	100 m	255 T

* Disponibilidad dependiendo del emplazamiento

Multiplicadora

Tipo	1 etapa planetaria/ 2 etapas de ejes paralelos
Ratio	1:100,5 (50 Hz) 1:120,5 (60 Hz)
Refrigeración	Bomba de aceite con radiador de aceite
Calentamiento aceite	2,2 kW

Generador 2.0 MW

Tipo	Generador doblemente alimentado
Potencia nominal	2,0 MW
Tensión	690 V ac
Frecuencia	50 Hz / 60 Hz
Clase de protección	IP 54
Número de polos	4
Velocidad de giro	900:1.900 rpm (nominal 1.680 rpm) (50 Hz) 1.080:2.280 rpm (nominal 2.016 rpm) (60 Hz)
Intensidad nominal Estator	1.500 A @ 690 V
Factor de potencia (standard)	0,98 CAP - 0,96 IND a cargas parciales y 1 a potencia nominal. *
Factor de potencia (opcional)	0,95 CAP - 0,95 IND en todo el rango de potencias. *

* Factor de potencia en bornas de salida del generador en el lado de baja tensión antes de la entrada del transformador.

Diseño mecánico

Tren de potencia con eje principal soportado por dos rodamientos esféricos que transmiten las cargas laterales directamente al bastidor a través de un caballete. Esto evita que la multiplicadora reciba cargas adicionales, con lo que se reducen las posibilidades de avería además de facilitar su servicio.

Freno

Freno primario aerodinámico por puesta en bandera de las palas. Adicionalmente freno mecánico de disco hidráulicamente activado de emergencia situado en la salida del eje de alta velocidad de la multiplicadora.

Protección contra rayos

El aerogenerador Gamesa G90-2.0 MW utiliza el sistema "protección total contra rayos", siguiendo la normativa IEC 61024-1. Este sistema conduce el rayo desde ambas caras de la punta de la pala hasta la raíz y desde ahí, a través de la nacelle y de la estructura de la torre, hasta el sistema de puesta a tierra de las cimentaciones. De esta forma, se protege la pala y se evita que los elementos eléctricos sensibles resulten dañados.

Sistema de control

Generador doblemente alimentado, controlado en velocidad y potencia mediante convertidores IGBT y control electrónico PWM (modulación por ancho de pulso).

Ventajas:

- ▶▶ Control de potencia activa y reactiva.
- ▶▶ Bajo contenido en armónicos y mínimas pérdidas.
- ▶▶ Aumento de la eficiencia y de la producción.
- ▶▶ Mejora de la vida útil de la máquina.

Gamesa SGIPE

Sistema de control de parques eólicos desarrollado por Gamesa, y su nueva generación Gamesa WindNet®, que permiten la operación y monitorización remota y en tiempo real de los aerogeneradores, mástil meteorológico y subestación eléctrica. Diseño modular con herramientas de control de potencia activa y reactiva, ruido, sombras y estelas. Arquitectura TCP/IP con interfaz Web.

Sistema de Mantenimiento Predictivo SMP

Sistema de mantenimiento predictivo para la detección prematura de posibles deterioros o fallos en los principales componentes del aerogenerador.

Ventajas:

- ▶▶ Disminución de grandes correctivos.
- ▶▶ Aumento de la disponibilidad y de la vida útil de la máquina.
- ▶▶ Condiciones preferenciales en las negociaciones con las aseguradoras.
- ▶▶ Integración con el sistema de control.

Control del ruido

Diseño aerodinámico de punta de pala y diseño de componentes mecánicos que minimizan el ruido emitido.

Adicionalmente, Gamesa ha desarrollado el sistema de control de ruido Gamesa NRS®, que permite programar el ruido emitido de acuerdo con criterios como fecha, hora o dirección del viento. De este modo se logra el cumplimiento de las normativas locales con una producción máxima.

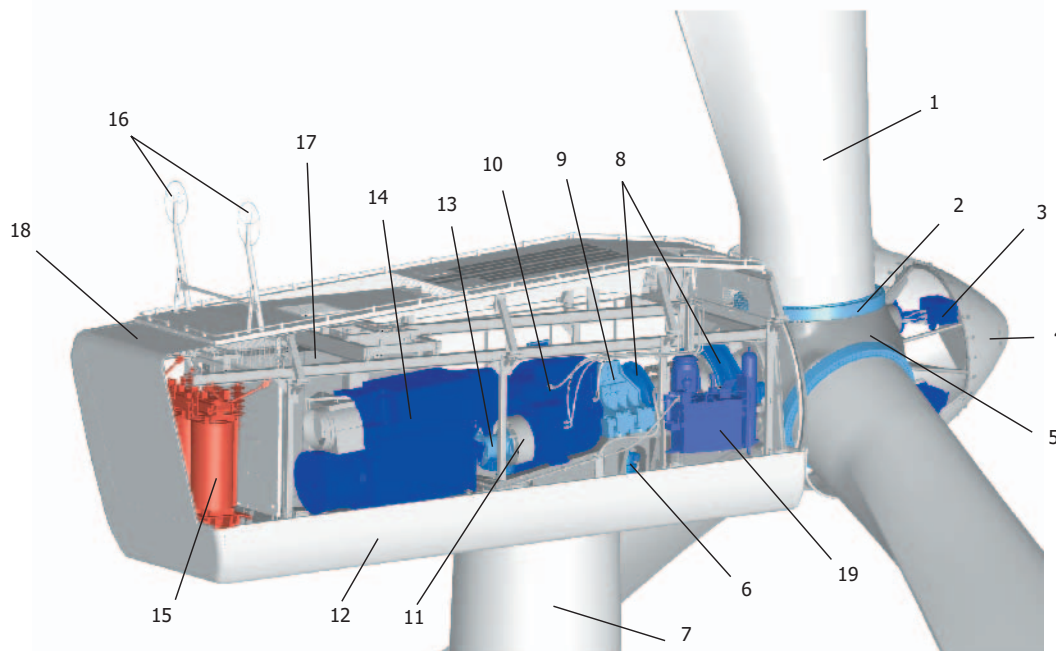
Conexión a red

Los aerogeneradores doblemente alimentados de Gamesa y las tecnologías de Crowbar Activo y convertidor sobredimensionado aseguran el cumplimiento de los más exigentes requerimientos de conexión a red.

Soporte a huecos de tensión y regulación dinámica de potencia activa y reactiva.



- 1 Pala
- 2 Rodamiento pala
- 3 Actuador hidráulico del pitch
- 4 Cubierta del buje
- 5 Buje
- 6 Control orientación
- 7 Torre
- 8 Eje principal con dos rodamientos
- 9 Amortiguadores
- 10 Multiplicadora
- 11 Freno de disco principal
- 12 Soporte de la nacelle
- 13 Transmisión: Eje de alta velocidad
- 14 Generador doblemente alimentado
- 15 Transformador
- 16 Anemómetro sónico y veleta
- 17 Armario de control
- 18 Cubierta de la nacelle
- 19 Unidad hidráulica

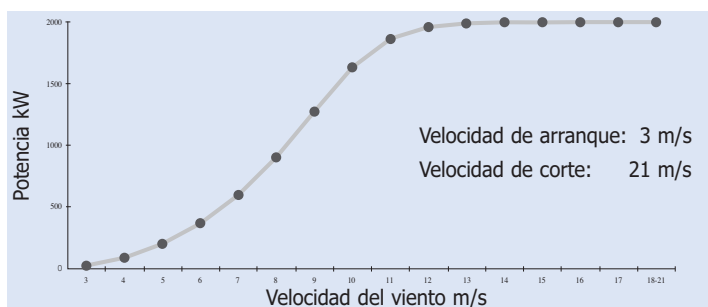


Curva de Potencia Gamesa G90-2.0 MW

(para una densidad del aire de 1,225 kg/m³)

Curva de potencia calculada en base a perfiles de pala de DU (Delft University) y FFA-W3.

Parámetros de cálculo: 50 Hz de frecuencia de red; ángulo decalado de pala variable (control tipo pitch); intensidad de turbulencia del 10% y una velocidad variable del rotor de 9,0 -19,0 rpm.



VELOCIDAD (m/s)	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18-21
POTENCIA (kW)	21,3	84,9	197,3	363,8	594,9	900,8	1.274,4	1.633,0	1.863,0	1.960,4	1.990,4	1.997,9	1.999,6	1.999,9	2.000,0	2.000,0

Gamesa



C/ Ciudad de la Innovación, 9-11
31621 Sarriguren (España)
Tel: +34 948 771000
Fax: +34 948 165039
info@gamesacorp.com
www.gamesacorp.com

ALEMANIA

Wailandtstrasse 7
63741 Aschaffenburg
Tel: +49 (0) 6021 15 09 0
Fax: +49 (0) 6021 15 09 199
E-mail: germany.wind@gamesacorp.com

DINAMARCA

Vejlsøvej 51
8600 Silkeborg
Tel: +45 87 229205 / 9204
Fax: +45 87 229201

FRANCIA

Parc Mail — Bâtiment G
6 Allée Irène Joliot Curie
69791 Saint Priest
Tel: +33 (0) 472 79 47 09
Fax: +33 (0) 478 90 05 41

GRECIA

3, Pampouki Street
154 51 Neo Psichiko
Atenas
Tel: +30 21 06753300
Fax: +30 21 06753305

ITALIA

Via Pio Emanuelli, 1
Corpo B, 2° piano
00143 Roma
Tel: +39 0651531036
Fax: +39 0651530911

PORTUGAL

Edifício D. João II
PARQUE DAS NAÇÕES
Av. D. João II, lote 1.06.2.3-7º B
1990-090 Lisboa
Tel: +351 21 898 92 00
Fax: +351 21 898 92 99

REINO UNIDO

Rowan House Hazell Drive
NEWPORT South Wales NP10 8FY
Tel: +44 1633 654 140
Fax: +44 1633 654 147

ESTADOS UNIDOS

1 Ben Fairless Drive - Ste. 2
Fairless Hills, PA 19030
Tel: +1 215 736 8165
Fax: +1 215 736 3985

CHINA

Room 605,
CBD International Building
N.º 16, Yong An Dong Li,
Chaoyang District
Pekín 100022
P.R. China
Tel.: +86 10 6567 9888
Fax: +86 10 6566 9666

JAPON

Daiwa Jisho Building 4F – 411, 74-1 Naka-ku,
Yamashita-cho, Yokohama-city 231-0023,
Kanagawa
Tel: +81 45 680 50 80
Fax: +81 45 680 50 81

Las especificaciones descritas en este folleto están sujetas a posible revisión sin aviso previo.

Las especificaciones descritas no son vinculantes contractualmente.

Fecha de impresión: Junio 2008



SL1500/89 (CC-60Hz)

Technical Specification

Document: 1500.089.016.01B

Sinovel Wind Group Co., Ltd.

2012-3-6

Author	Liu Zhengjian	Checked by	Yao Libin	Checked by	Liu Zuohui	Released by	Jin Baonian

Contents

1	General Disclaimers	3
2	Primary Technical Data.....	4
2.1	General data	4
2.2	Estimated power, Cp, and Ct curves at standard air density	5
2.2.1	Estimated power curve	5
2.2.2	Cp curve	6
2.2.3	Ct curve	7
3	Technical Description.....	9
3.1	General introduction.....	9
3.2	Rotor.....	9
3.3	Hub.....	10
3.4	Pitch System.....	10
3.5	Nacelle	10
3.6	Gearbox	10
3.7	Mechanical brake	11
3.8	Coupling.....	11
3.9	Mainframe.....	11
3.10	Yaw System.....	11
3.11	GRP Cover	12
3.12	Service Crane	12
3.13	Ultrasonic Anemometer.....	12
3.14	Vibration damper.....	12
3.15	Cooling system.....	13
3.16	Generator	13
3.17	Converter	13
3.18	Lighting Protection System.....	13
3.19	Control System.....	14
3.20	Power Supply System.....	15
3.21	Power generating system.....	16
3.22	Safety system	16
3.23	SCADA system	17
3.23.1	Central monitoring system	17
3.23.2	Remote monitoring system.....	17
3.24	Low Voltage Ride Through	18
3.25	Tower.....	18

1 General Disclaimers

This document contains information about the specification of SL1500/89 WEC with double-fed asynchronous generator with a rated power of 1500kW, 89.42m rotor diameter, and 60 Hz grid frequency and is PROPRIETARY Information for use pursuant to the terms of the applicable Sinovel Agreement.

2 Primary Technical Data

2.1 General data

Table 2-1 General data

Overall	
Type	SL1500/89
Rated Power	1500 kW
Rotor Diameter	89.42 m
Cut-In Wind Speed	3 m/s
Rated Wind Speed	11.5 m/s
Cut-Out Wind Speed (10min Average)	20 m/s
Survival Wind Speed (3s Max)	52.5 m/s
Survival Temperature	-40 °C to +50 °C
Operating Temperature	-30 °C to +40 °C
Design Life	20 years
Rotor	
Blade Material	GRP
Blade Quantity	3
Blade Length	43.5 m
Swept Area	6269.5 m ²
Rotational Direction	Clockwise (front view)
Orientation	Upwind
Gearbox	
Drive stage	3
Ratio	131.0
Lubricating method	Pressure lubricating
Generator	
Type	Double-fed asynchronous generator
Rated Power	1520 kW
Rated Voltage	690 V
Rated Speed	2096 rpm
Speed Range	1200 to 2400 rpm
Power Factor	Capacitive 0.9 to Inductive 0.9
Insulation Level	H
Protection Level	IP54
Grid Compliance	
Range of input/output frequency	60±2 Hz
Voltage	690 V±10%
Voltage asymmetry	5%
Brake	
Brake system	Aerodynamic + Mechanical
Aerodynamic brakes	Full feathering
Mechanical brakes	Passive hydraulic
Yaw System	

Type/Design	Active
Transmission Type	Sliding pad friction
Control System	
Control Method	PLC and Remote Control
Lightning Protection	
Design Standard	IEC61400-24
Resistance of Earthing	$\leq 4\Omega$
Nacelle Cover	
Material	GRP
Tower	
Type	Conical Steel Tower

2.2 Estimated power, C_p , and C_t curves at standard air density

2.2.1 Estimated power curve

Conditions for Power Curve	
Wind Shear	0.20 (10 min. average)
Turbulence Intensity	10% (10 min. average)
Blades	Clean
Rain	No
Ice/Snow on Blades	No
Leading Edge	No damage
Terrain	IEC 61400-12-1
Inflow Angle (Vertical)	0 °
Yaw error	0 °
Grid Frequency	60 \pm 2 Hz

Table 2-2 Estimated power curve at the air density of 1.225 kg/m³

Wind speed [m/s]	Power(kW)	Wind speed [m/s]	Power(kW)
3	4.0498878	12	1500
3.5	23.628781	12.5	1500
4	58.493583	13	1500
4.5	112.55065	13.5	1500
5	179.99284	14	1500
5.5	253.35229	14.5	1500
6	354.741	15	1500
6.5	458.408	15.5	1500
7	574.867	16	1500
7.5	716.369	16.5	1500
8	865.469	17	1500
8.5	1049.07	17.5	1500
9	1249.68	18	1500

9.5	1368.47	18.5	1500
10	1437.68	19	1500
10.5	1475.15	19.5	1500
11	1493.6	20	1500
11.5	1500		

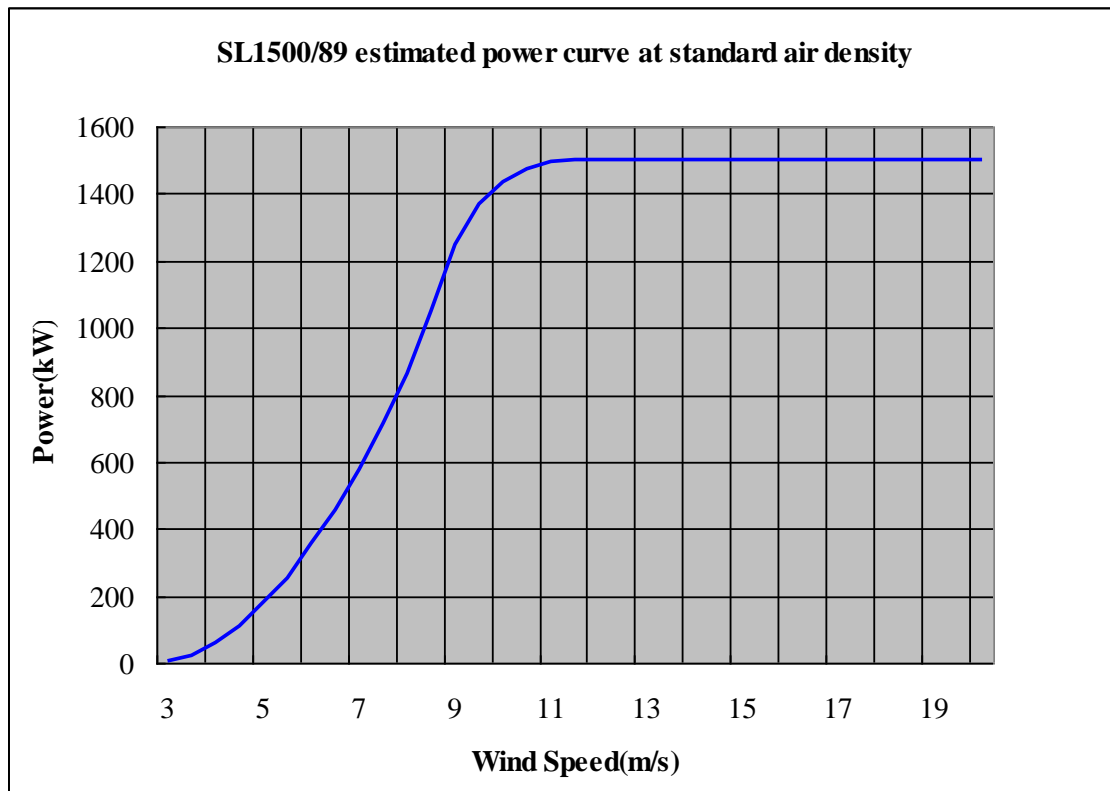


Figure 2-1 Estimated power curve at air density of 1.225 kg/m³

2.2.2 Cp curve

Table 2-3 Cp data at air density of 1.225 kg/m³

Wind speed [m/s]	Cp	Wind speed [m/s]	Cp
3	0.292474	12	0.245711
3.5	0.397036	12.5	0.217367
4	0.450365	13	0.193227
4.5	0.477709	13.5	0.172613
5	0.491237	14	0.154718
5.5	0.492472	14.5	0.139243
6	0.492617	15	0.125781
6.5	0.492732	15.5	0.114000
7	0.492841	16	0.103639
7.5	0.492925	16.5	0.094537

8	0.492919	17	0.086421
8.5	0.492969	17.5	0.079225
9	0.491708	18	0.072803
9.5	0.485077	18.5	0.067061
10	0.424588	19	0.061896
10.5	0.366777	19.5	0.057254
11	0.319025	20	0.053065
11.5	0.279127		

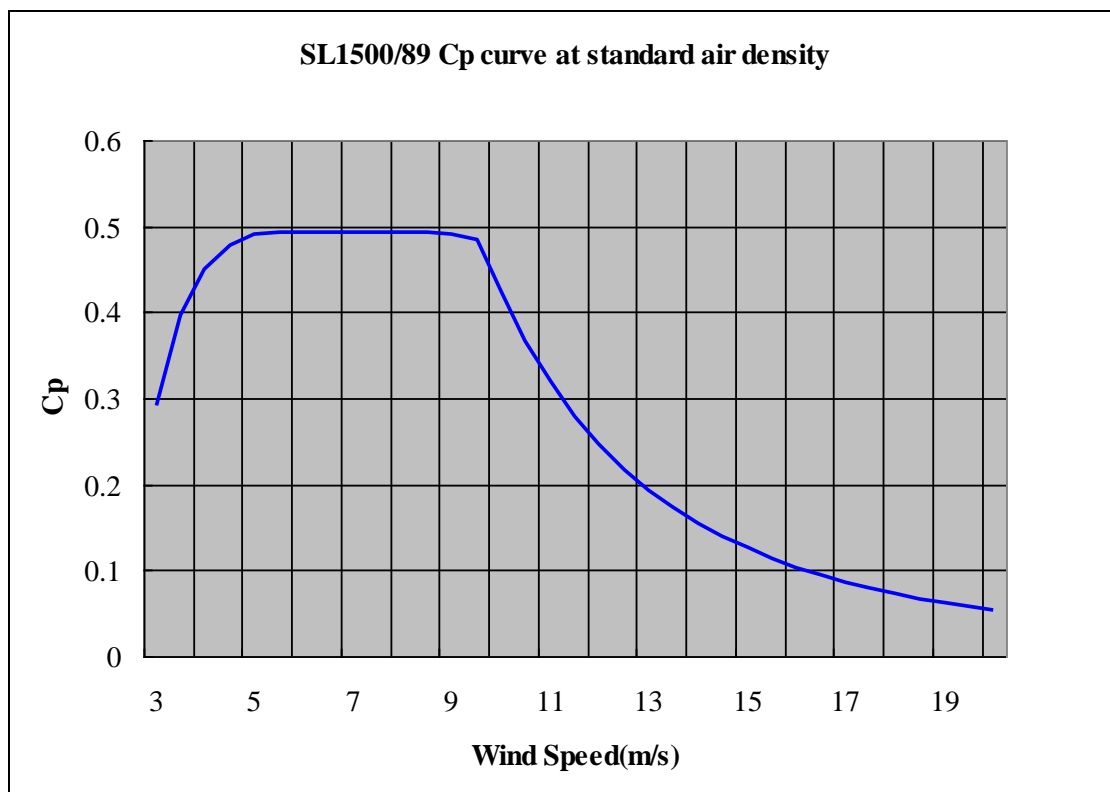


Figure 2-2 Cp curve at air density of 1.225 kg/m³

2.2.3 Ct curve

Table 2-4 Ct data at air density of 1.225 kg/m³

Wind speed [m/s]	Ct	Wind speed [m/s]	Ct
3	1.225150	12	0.293614
3.5	1.085680	12.5	0.257678
4	0.981331	13	0.227876
4.5	0.898856	13.5	0.202908
5	0.830414	14	0.181669
5.5	0.788779	14.5	0.163358
6	0.790536	15	0.147542
6.5	0.792031	15.5	0.133744

7	0.793287	16	0.121702
7.5	0.794141	16.5	0.111263
8	0.794637	17	0.102050
8.5	0.795195	17.5	0.093950
9	0.782135	18	0.086748
9.5	0.746195	18.5	0.080317
10	0.572424	19	0.074549
10.5	0.468780	19.5	0.069376
11	0.395067	20	0.064711
11.5	0.337951		

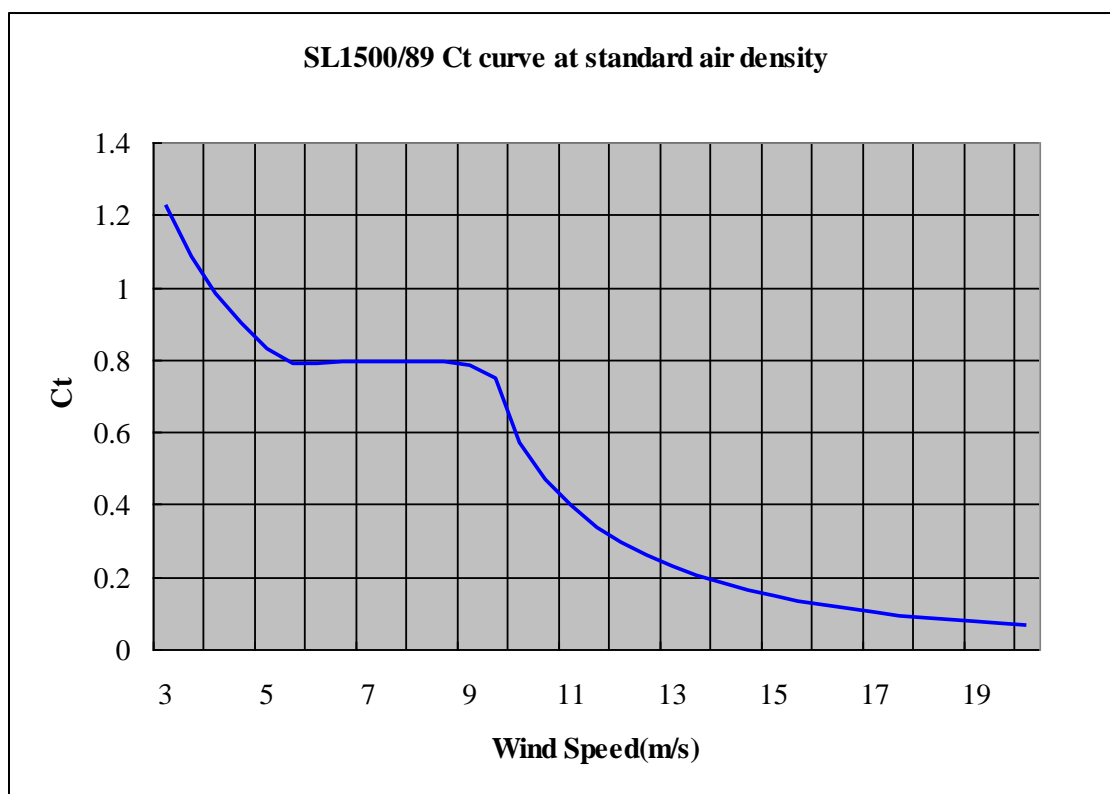


Figure 2-3 Ct curve at air density of 1.225 kg/m³

Note: **10% of turbulence intensity** is taken into consideration.

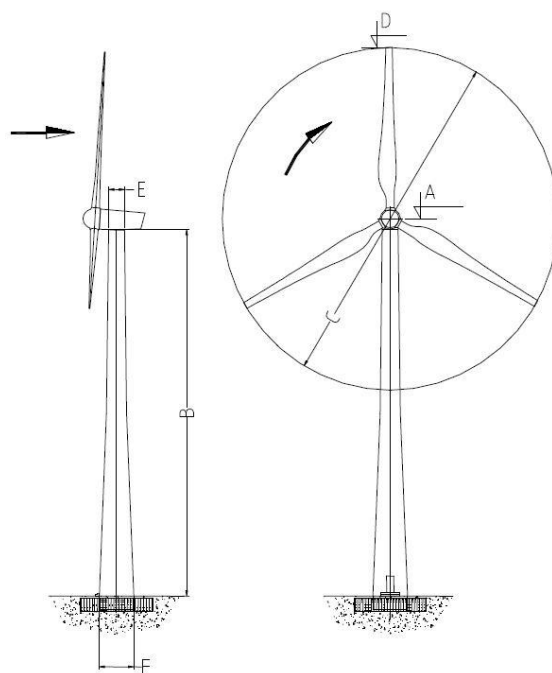
3 Technical Description

3.1 General introduction

SL1500/89 is a wind energy converter (WEC) developed by Sinovel. It is a pitch regulated upwind turbine with active yaw system and a three-blade rotor.

SL1500/89 wind turbine design utilizes variable speed constant frequency double-fed power generating technology concept.

Main shaft is integrated in the gearbox to make the nacelle structure compact. Sliding pad friction yaw system is adopted to ensure that the nacelle rotates smoothly. High-performance generating system guarantees the wind turbine achieves high-quality output power and high generating efficiency.



Size	A	B	C	D	E	F
[m]	80	77.4	82.9	121.45	2.7	4.3

Figure 3-1 Appearance and size of SL1500/89

3.2 Rotor

SL1500/89 has a three-blade upwind rotor. Its rotational speed is limited by blade pitch control. The WEC is subject to substantially lower dynamic loads, especially at

sites with high turbulence intensity. The rotor features high operational reliability and longer service life. The optimized pitch-control system helps to substantially reduce maintenance work.

3.3 Hub

The cast iron hub is connected to the main shaft with a flange. The three pitch drives are easily to be maintained as they are mounted within the hub beside the blade root flanges.

3.4 Pitch System

The blades can be turned out of the rotor plane by about 90 degrees and therefore act as aerodynamically brakes. During normal operation the pitch motors hold the rotor blades in a defined position via the right gear at the pitch bearing, mounted to the blade root. The aerodynamic brake is applied by varying the rotor blade pitch by means of motors. In the event of a fault (e.g. power loss) the pitch motor is powered by spare battery (one for each drive) in the hub, and can therefore still control the pitch. Consequently the WEC is completely safe ("fail safe design"). If one pitch drive can not be activated (e.g. broken cable, broken power supply to hub), the other two blades can still be turned into feathering position.

3.5 Nacelle

The nacelle of SL1500 WEC contains gearbox, generator, converter, control cabinet, main frame, pitch system, brake system, coupling, crane, cooling system, etc. Anemometer and lightning protection device are mounted on the external surface of nacelle cover.

3.6 Gearbox

The gearbox is a three-stage gear with two planetary stages and one parallel shaft gear stage. The helical-tooth planetary stages and the helical-tooth parallel-shaft stage are optimized with shape and tooth trace compensation. To compensate internal loads, the planetary stage sun wheels are self adjusting. The gearbox is forced lubricated. The

gear oil temperature is monitored by a sensor and automatically cooled by a separate oil-air cooler with filter unit in the nacelle, in case the permissible oil temperature is exceeded. Labyrinth seals ensure a perfect seal and are wear-resistant. The rotor controller cables are fed through the stationary hollow shaft into the hub.

In the mean time, the main bearing is also integrated in the gearbox, granting better lubrication and extended lifetime.

3.7 Mechanical brake

Mechanical brake system is mounted on high-speed section of gearbox, and brake disc is mounted on high-speed shaft. Mechanical brake system is driven by hydraulic which is equipped by hydraulic accumulator. In the emergency of grid failure, the WEC could be shut down safely.

3.8 Coupling

The gearbox and the generator are linked by a flexible coupling which compensates alignment tolerances. The integrated torque limited unit protects the gearbox against overloads produced from the generator side, which may be caused by short circuits or power failures.

3.9 Mainframe

The mainframe is welded by steel. It's the main load bearing component in the nacelle. Gearbox, generator bracket and yaw system connect to the mainframe separately.

3.10 Yaw System

The yaw system is used to rotate the nacelle so that the rotor can face the main wind direction. The nacelle rotation is drove to move around the yaw gear ring by 4 synchronously-controlled yaw motors, when yaw system achieves the main control system signals which are sent out according to the anemometer.

Sliding pad friction yaw system is equipped. The yaw gear ring is used for the linkage of nacelle and tower.

Sliding pads are placed between the contacting parts of ring gear, main frame, and side bearing in order to achieve the relative rotation between nacelle and tower. The sliding pad also provides a certain friction force so there is no need of hydraulic yaw brake.

3.11 GRP Cover

The hub and the nacelle are covered with GRP. This cover protects the machines components against the meteorological influence, reduces noise emission. The GRP cover is equipped with a lightning-proof cable, anemometer and so on. The cover connections are sealed with rubber to proof against rain and sand.

3.12 Service Crane

The service crane in the nacelle has the capacity of 500kg, and can change the components such as yaw system gearbox, yaw system electrical motor, hydraulic unit, and oil cooler etc.

3.13 Ultrasonic Anemometer

The Ultrasonic anemometer is mounted on the top of the nacelle. It can measure the horizontal components of wind speed and wind direction, and transfer the data to the PLC for analysis, and then the PLC can instruct the yaw system to adjust nacelle direction and judge when to start or stop according to the designed parameters.

3.14 Vibration damper

Vibration of the wind turbine is reduced effectively because pertinent methods are adopted. For example, two levels of dampers are equipped at the joint of the gearbox and the main frame by clamp ring for absorption of vibration and silencing.

Besides, shock absorbers are placed at the connection between main components and main frame to reduce vibration inside the nacelle, such as generator, control cabinets and nacelle cover etc.

3.15 Cooling system

Wind turbine designs to operate from -30℃ to +40℃, in order to deal with the high temperature climate and to ensure the normal running of the WEC, the cooling system mainly consists of water cooling systems in generator and converter, oil cooling system in gearbox.

3.16 Generator

Double-fed asynchronous generator's stator is directly connected to three-phase power grid and its rotor is connected to three-phase power grid through converter. The power factor can be controlled continuously covering the complete power range according to the specified value.

Generator	
Type Description	Double-fed asynchronous
Rated Power (PN)	1520 kW
Frequency	60 Hz
Rated Speed	2096 rpm
Rated Voltage	690 V
Winding Connection (Stator/Rotor)	Delta (Stator, directly connected to the grid) Star (Rotor, connected to the grid through converter)
Power Factor (cos)	0.90 ind – 0.90 cap
Power Factor Adjustment Mode	Reactive power compensation
Vibration Class	R
Insulation Class	H
Protection Class	IP54

3.17 Converter

The converter consists of common DC bus bar, IGBT power units, micro controller unit and is connected to the grid via AC-DC-AC mode. It acquires power from the grid into the generator at sub-synchronous speed and acquires power from the generator into the grid at super-synchronous speed. The converter adopts water cooling system.

3.18 Lighting Protection System

The lightning protection device of blade consists of aluminum apex lightning receptors, one copper plate placed in the middle part of the blade, and internal cables.

It can release the lightning energy instantly from the metal apex to the wires placed inside the blade and to the blade root flange. The energy will go through the hub, nacelle and tower lightning protection device, ultimately reach the earthing system on the ground.

The local earthing electrodes of each electrical device are integrated into the bus bar in the nacelle, which connects to the ring earthing through the cable in the tower.

3.19 Control System

The electrical control system is designed based on industrial PLC system. The system manages the functions of power production and condition monitoring. It is installed in the nacelle cabinet, pitch control cabinet, and tower base cabinet to carry out on-site and remote control automatically. It operates the wind turbine and displays operational status through a control panel on the nacelle cabinet and the tower base cabinet.

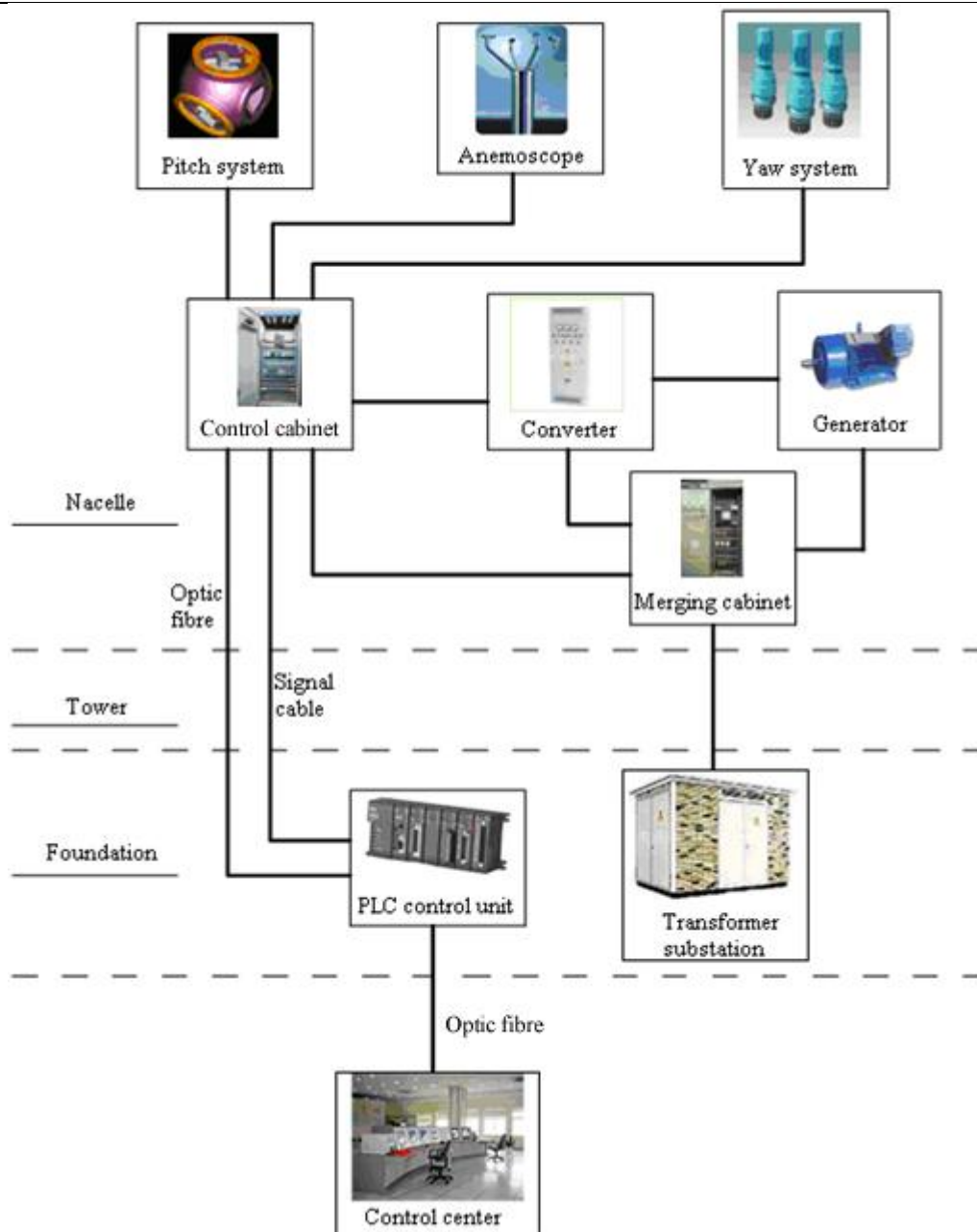


Figure 3-2 Structure diagram of the electronic control system

3.20 Power Supply System

The WEC power supply is provided by the transformer, which equips with a high voltage protection switchgear. Turbine operation power supply is provided by the auxiliary transformer which also powers illumination system and maintenance.

The control system UPS ensures that the WEC can be stopped safely and operation data can be stored completely in case of grid loss.

Voltage levels of the power supply system:

Serial number	Voltage, Frequency level	Application
1	690VAC, 60Hz	Wind turbine and converter
2	400VAC, 60Hz	Yaw motor, pump, etc.
3	220VAC, 60Hz	Control system and illumination system
4	560VDC, 400VAC 60Hz	Connecting voltage for pitch converter
5	24VDC	Power supply for PLC and signal

3.21 Power generating system

The power generating system mainly consists of double-fed asynchronous inductive generator, converter and transformer. The IGBT controls the generator to implement power control function, eliminate impact current, and decrease torque variation caused by gust or turbulence.

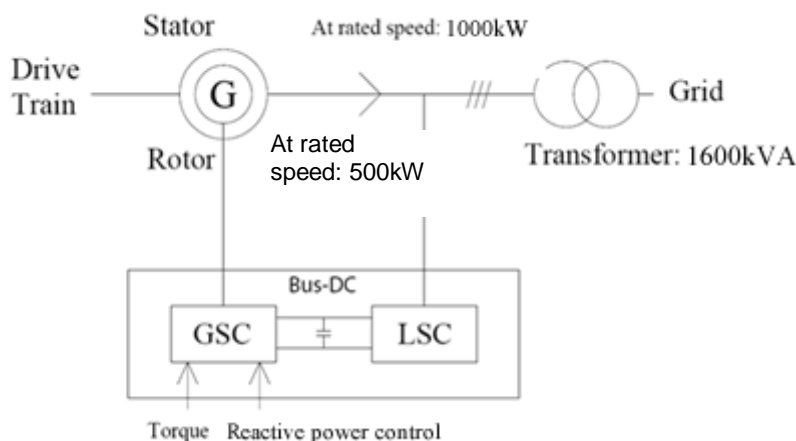


Figure 3-3 Schematic of the power generating system

At the maximum power output 1000kW active power comes from stator, and 500kW active power comes from rotor. The total harmonic wave THD is less than 5%.

3.22 Safety system

There are 13 levels of connected safety chain system; each level is connected through related hardware. Once the safety chain is broken, safety relay will stop the WEC safely.

Four emergency stop buttons are located at the nacelle cabinet, terminal boxes, and the tower base cabinet.

3.23 SCADA system

The SCADA system consists of central monitoring system, remote monitoring system, and OPC/Modbus server. The system configuration is shown below.

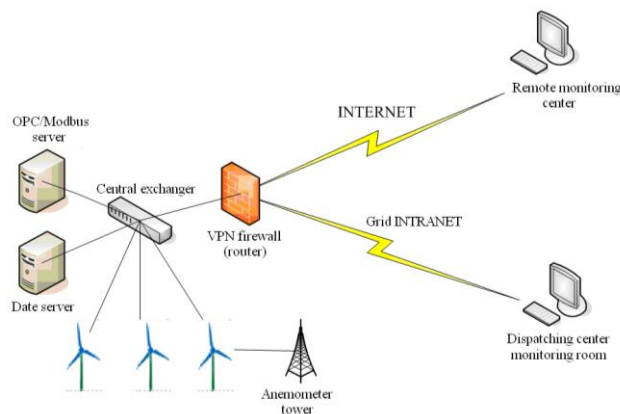


Figure 3-4 Schematic of SCADA system

3.23.1 Central monitoring system

The central monitoring system has the functions of

- 1) Monitoring;
- 2) Remote control;
- 3) Database management;
- 4) Report creation.

The central monitoring system mainly includes hardware, such as SCADA system, Server, Workstation, Switchboard, Printer, UPS, Battery pack (72 V), Cabinet, Network switches and software, such as SCADA software, Database software and OS.

3.23.2 Remote monitoring system

The remote monitoring system can be accessed via Internet or other method and can achieve the functions of central monitoring system.

The remote monitoring system mainly includes hardware, such as Workstation, Cabinet, RJ45 socket, RJ45 cable, and software, such as SCADA software, VPN Firewall and OS.

3.24 Low Voltage Ride Through

When voltage falling caused by grid failure happens, the wind turbine will obey the following curve.

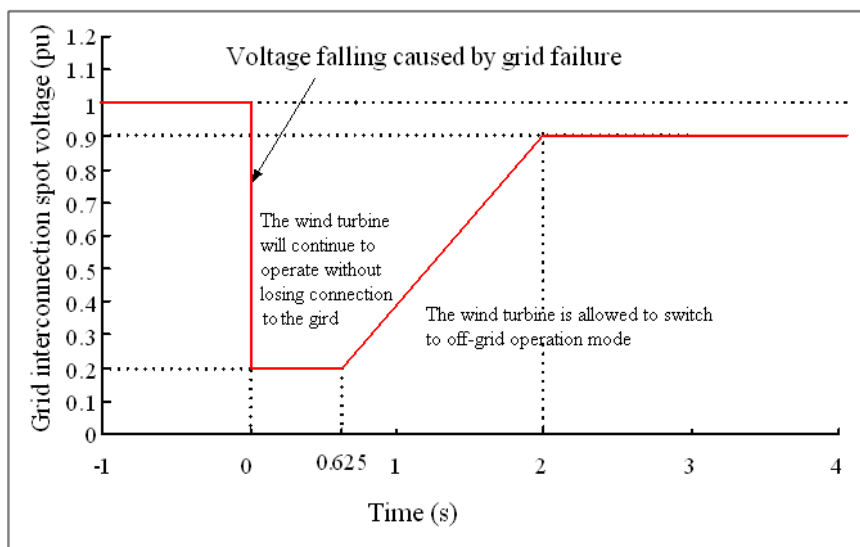


Figure 3-5 LVRT curve

The wind turbine must maintain at least 625 milliseconds of on-grid operation after grid voltage falls to 20% of its specified value;

The wind turbine must keep operating without losing connection to the grid if grid voltage recovers to 90% of its specified value within 2 seconds;

LVRT of the wind turbine meets the requirements of Chinese grid regulations in Figure 3-5 and can be modified to meet the grid regulations of other countries or regions.

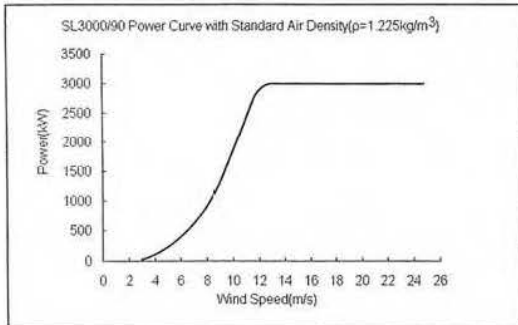
3.25 Tower

The tower top flange is designed with internally screwed for high maintenance safety. Ladder is equipped with a climbing protection system inside the tower for accessing the nacelle. There are working platforms in each tower section with working and emergency lighting.

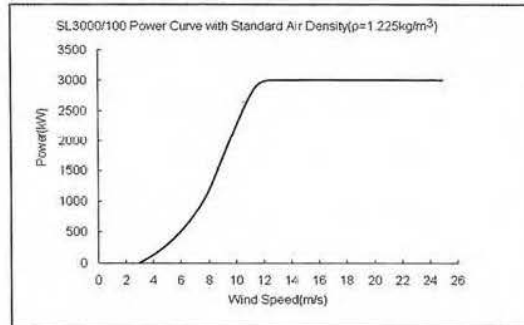
Power Curve

Standard Air Density (1.225kg/m³)

Power curve of SL3000/90



Power curve of SL3000/100



Main Technical Data

Type	SL3000/90	SL3000/100
Operating Data	Wind zoom type	TC I A offshore
	Rated power (kW)	3000
	Cut-in speed (m/s)	3.5
	Cut-out speed (m/s)	25
	Rated wind speed (m/s)	13
	Survival wind speed (m/s)	70
	Operational ambient temperature(°C)	Normal temperature -15~+40, low temperature -30~+40
	Survival ambient temperature(°C)	Normal temperature -20~+45, low temperature -45~+45
Rotor	Rotor diameter (m)	91.6
	Sweep area (m ²)	6590
	Blade length (m)	44
	Num. of blade	3
Gearbox	Structure	Two planetary stages+One spur gear stage
Generator	Type	Double-fed asynchronous, water cooling
	Rated output voltage (V)	690
	Frequency (Hz)	50
	Rated rotation speed/range (rpm)	1200/620~1380
	Power factor	Standard 1.0
Pitch System	Type	Electromechanical pitching
Yaw System	Type	Active
Braking System	Air brake	Blade independent pitching
	Mechanical brake	Active hydraulic disc brake
Control System	Type	PLC+Remote control
Tower	Structure	Steel tubular tower
	Hub height (m)	80

SL3000

Series Wind Turbine

General



SL3000 series wind turbines consist of blades, hub, main frame, main bearing, gearbox, generator, coupling, brake, pitch system, yaw system and control system, etc. They are accustomed to the onshore and offshore wind farmers.

Technical Features



Rotor

The rotor consists of blades, hub and pitch regulated system etc. Three sets of individual pitch regulated system are distributed to the blades respectively. The hub is connected to the inner ring of main bearing via the hubspacer. The pitch drive unit and the pitch control cabinet are installed inside the hub.

Gearbox

Gearbox includes three stages of gears: two planetary stages and one spur gear stage.

Main frame

The main frame is a casting component via which the loads are transmitted from rotor to yaw system, then to the tower and foundation.

Generator and converter

The wind turbine has a double-fed and three-phase inductive generator. The advanced converter (IGBT converter) guarantees high efficiency of the generator within full rotating speed range.

The converter of offshore wind turbine adopts redundant design; two converters work under partial power in parallel.

High speed shaft brake

The mechanical brake is an active single-disc model with two brake pads which is installed

on the gearbox close to high speed end. There's an accumulator for the hydraulic system as an emergency power supply to stop the turbine.

Yaw system

Yaw system involves yaw drive unit, yaw bearing, mechanical brakes, controlling and detecting devices. The yaw drive unit includes a motor, gearbox and pinions. The brake disc is installed between the bearing and tower top flange.

Maintenance crane

The maintenance crane inside the nacelle provides assistance for exchange of gearbox, blades and generator, etc.

On-line condition monitoring system

Use dedicated acceleration sensors to directly measure the vibration of generator and bearings both in gearbox and around main shaft. Signals are sent to local operation monitoring station, and then by means of special analysis software all the vibration data are processed and stored; Moreover it generates control chart through which it is feasible for our experienced staff to check the operating condition and make forecast.

Tower

The tower has a steel tubular structure. Inside the tower there are lift, safety devices and working platforms for convenience.

V80-2.0 MW®

Facts & figures

POWER REGULATION

Pitch regulated with
variable speed

OPERATING DATA

Rated power	2,000 kW (50/60 Hz)
Cut-in wind speed	4 m/s
Rated wind speed	14 m/s
Cut-out wind speed	25 m/s
Wind class	IEC IA
Operating temperature range:	standard turbine: -20 °C to 40 °C. low temperature turbine: -30 °C to 40 °C

SOUND POWER

Max 105 dB*

(Mode 0, 10 m above ground,
hub height 80 m, air density 1.225 kg/m³)

* for further information on noise limits please contact Vestas

ROTOR

Rotor diameter	80 m
Swept area	5,027 m²
Air brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders

ELECTRICAL

Frequency	50/60 Hz
Generator type	4-pole (50 Hz)/6-pole (60 Hz) doubly fed generator, slip rings

GEARBOX

Type	two helical stages and one planetary stage
------	---

BLADE DIMENSIONS

Length	39 m
Max. chord	3.4 m

TOWER

Type	tubular steel tower
Hub height	80 m

NACELLE DIMENSIONS

Height for transport	4 m
Height installed (incl. CoolerTop®)	5.4 m
Length	10.4 m
Width	3.5 m

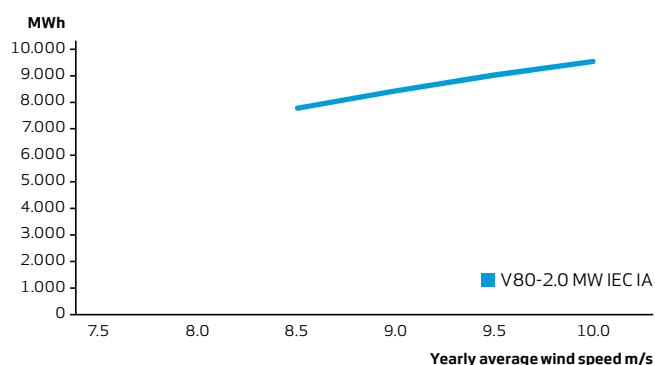
HUB DIMENSIONS

Max. transport height	3.4 m
Max. transport width	4 m
Max. transport length	4.2 m

Max. weight per unit for
transportation

70 metric tonnes

ANNUAL ENERGY PRODUCTION

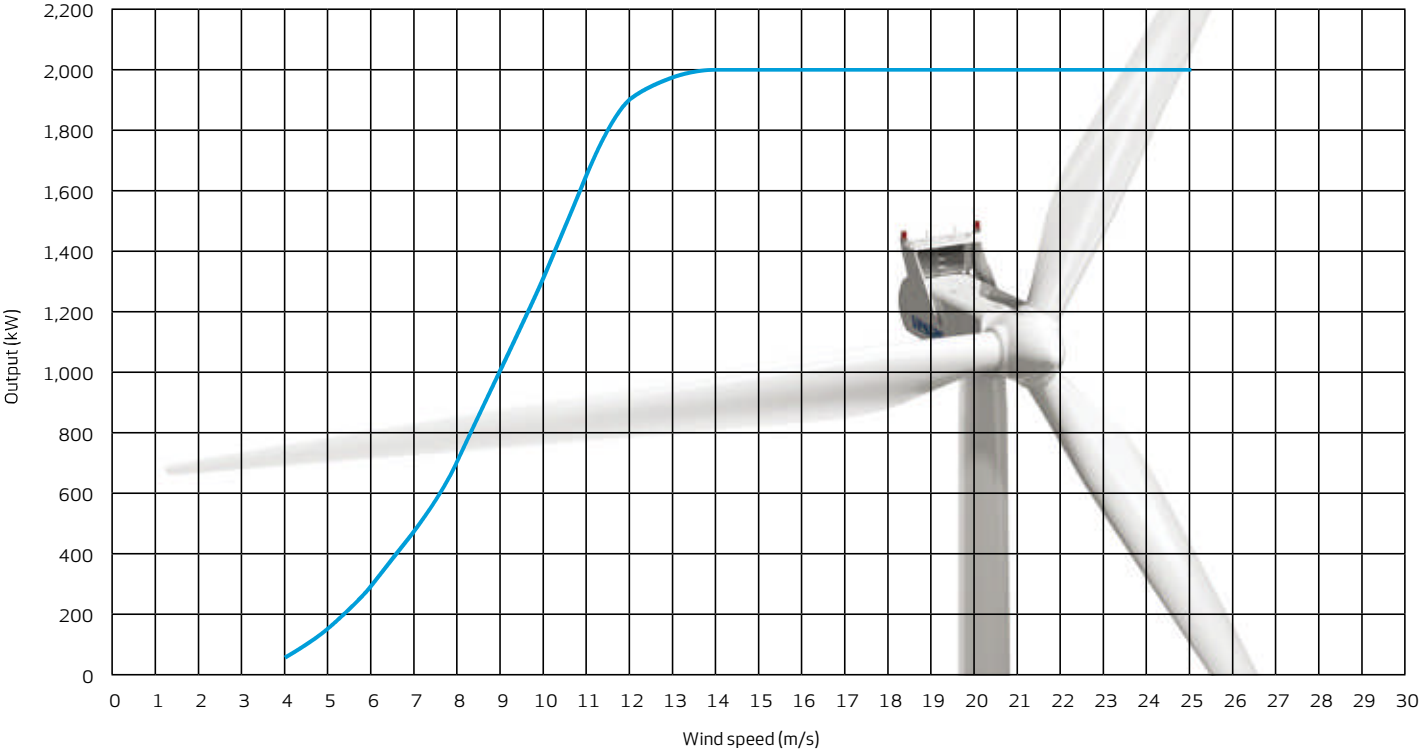


Assumptions

One wind turbine, 100% availability, 0% losses, k factor =2,
Standard air density = 1.225, wind speed at hub height

POWER CURVE FOR V80-2.0 MW® (50/60 Hz)

Noise reduced sound power modes are available



V80-2.0 MW OPTIONS

- Yaw Power Backup
- Increased Cut-In
- Shadow detection
- OCAS™
- Smoke and heat detection
- Aviation marking

V110-2.0 MW™

Facts & figures

POWER REGULATION

Pitch regulated with
variable speed

OPERATING DATA

Rated power	2,000 kW (50/60 Hz)
Cut-in wind speed	3 m/s
Rated wind speed	11.5 m/s
Cut-out wind speed	20 m/s
Wind class	IEC IIIA
Operating temperature range:	standard turbine: -20 °C to 40 °C. low temperature turbine: -30 °C to 40 °C

SOUND POWER

Max 107.5 dB*

(Mode 0, 10 m above ground,
hub height 80 m, air density 1.225 kg/m³)

* for further information on noise limits please contact Vestas

ROTOR

Rotor diameter	110 m
Swept area	9,503 m²
Air brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders

ELECTRICAL

Frequency	50/60 Hz
Generator type	4-pole (50 Hz)/6-pole (60 Hz) doubly fed generator, slip rings

GEARBOX

Type	two helical stages and one planetary stage
------	---

BLADE DIMENSIONS

Length	54 m
Max. chord	3.9 m

TOWER

Type	tubular steel tower
Hub heights*	95 m and 125 m (50 Hz) 80 m and 95 m (60 Hz)

* Tower heights are preliminary and subject to change

NACELLE DIMENSIONS

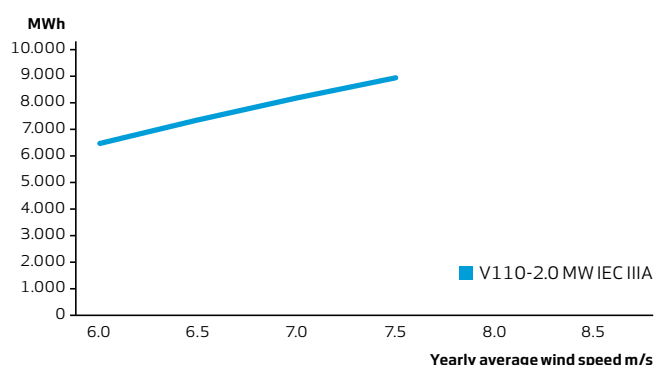
Height for transport	4 m
Height installed (incl. CoolerTop®)	5.4 m
Length	10.4 m
Width	3.5 m

HUB DIMENSIONS

Max. transport height	3.4 m
Max. transport width	4 m
Max. transport length	4.2 m

Max. weight per unit for transportation	70 metric tonnes
--	------------------

ANNUAL ENERGY PRODUCTION

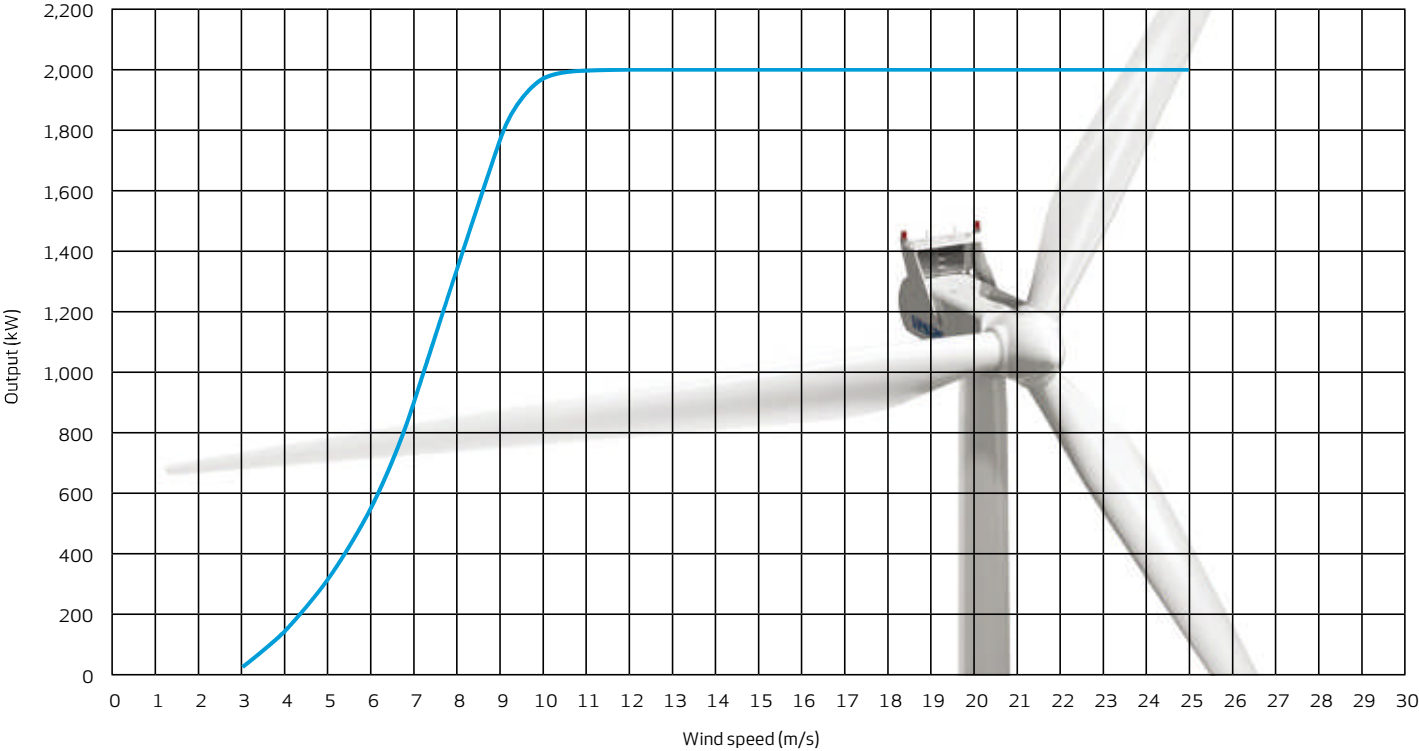


Assumptions

One wind turbine, 100% availability, 0% losses, k factor =2,
Standard air density = 1.225, wind speed at hub height

POWER CURVE FOR V110-2.0 MW®

Noise reduced sound power modes are available



V110-2.0 MW OPTIONS

- Yaw Power Backup
- Increased Cut-In
- Shadow detection
- OCAS™
- Smoke and heat detection
- Aviation marking
- Load mode

```

                                Algoritmo_Preparacion_Datos_Canada (Escritura)
%%%%%%%%%% Preparacion de Datos de Viento de Canada %%%%%%%%%%%%%%%

clear
clc
format short %eng

mkdir('Datos Canada')
a=pwd;
D=dir('* .txt');      % Busco todos los archivos .txt del directorio "Datos Canada"
numfichero=size(D,1);      % Cálculo la dimension de la estructura

for f=1:numfichero
    A=dlmread(D(f).name(1,:));      % Creo una matriz con todos los datos
    va=[];      % Vector de velocidades
    fano=find(A(:,1)==2006);      % Busco los datos del año de referencia
2006
    for i=fano
        vd=A(i,4:27);      % Creo vector auxiliar con los datos
diarios (24h)
        dn=find(vd<=-1);      % Busco las medidas erróneas e interpolo
        for k=dn
            vd(k)=(vd(k-1)+vd(k+1))/2;
        end
        va=[va vd'];      % Matriz de velocidades 24 filas x 365
columnas
    end

    %%%%%%%%%%% Convierto matriz 'va' de velocidades en un vector 'ws' de
velocidades %%%%%%%%%%%

    ws=[];
    [m,n]=size(va);
    for i=1:n
        ws=[ws va(:,i)'];
    end
    ws=ws';
    ws=ws./3.6;

    %%%%%%%%%%% Creo Archivos.txt con los datos de viento %%%%%%%%%%%%%%%

    cd('Resultados Canada')
    nh=size(ws);
    h=10;      % Altura de las mediciones de viento de
Canada
    fi=fopen(['Canada_A_',num2str(f),'.txt'],'w+');
    fprintf(fi,'%2i\n',h);
    for k=1:nh
        fprintf(fi,'%4.1f\n',ws(k));
    end
    st = fclose('all');
    cd(a)
end

```

Capítulo 3.

Generación de Series de Producción Eólica Regional

Tabla de contenido

Capítulo 3. Generación de Series de Producción Eólica Regional..... 43

1 Introducción 43

2 Datos de Holanda 44

3 Datos de Canadá 46

4 Base de Datos..... 48

5 Aerogeneradores..... 49

 5.1 Fabricantes Aerogeneradores 49

 5.2 Análisis de Aerogeneradores..... 52

Capítulo 3. Generación de Series de Producción Eólica Regional

1 Introducción

Para la elaboración del estudio de Producción eólica se han buscado datos de viento en diferentes localizaciones geográficas, zonas donde es interesante la instalación de generadores debido a su alta velocidad del viento y zonas donde la baja velocidad de viento no hace tan recomendable la instalación de los mismos.

El estudio realizado se ha llevado a cabo, principalmente, con los datos recogidos en estaciones meteorológicas de los Países Bajos y de Canadá, aunque se han evaluado datos de otras localizaciones.

En los siguientes enlaces se pueden ver diferentes páginas de información las cuales han servido de apoyo técnico para la elaboración de los estudios realizados.

- ✓ Datos de Velocidad del viento cada hora. U.S. Department of Interior Pacific Northwest (velocidad / hora).
 - <http://www.usbr.gov/pn/agrimet/agrimetmap/agrimap.html>
 - <http://www.usbr.gov/pn/agrimet/webaghrread.html>
- ✓ Datos de Velocidad del viento en intervalos discretos de una hora en estaciones meteorológicas de Holanda (velocidad / hora).
 - http://www.knmi.nl/samenw/hydra/cgi-bin/meta_data.cgi
 - http://www.knmi.nl/klimatologie/onderzoeksgegevens/potentiele_wind/
 - http://www.knmi.nl/klimatologie/onderzoeksgegevens/potentiele_wind/index.cgi?language=eng
- ✓ Datos de velocidad del viento en Canada (km/h)
 - http://www.cccma.ec.gc.ca/hccd/data/wind/ws_hly_e.shtml
- ✓ Datos de velocidad / horas en Intervalo discretos de 3 o 6 horas.
 - <http://www.windguru.cz/es/historie.php>
- ✓ Datos de Estaciones meteorológicas en España.
 - <http://datosclima.es/Viento.php>

En todo proyecto eólico, el primer paso es localizar la zona donde se va instalar un aerogenerador, por lo que es necesario caracterizar el viento de la localización exacta. Esto es prácticamente imposible porque no se dispone de tiempo, ni recursos, para poder estudiar el viento en todas las posibles localizaciones, por lo que generalmente se acude bien a estaciones meteorológicas cercanas y en mayor medida a estudios probabilísticos de viento para la zona a estudiar. Este motivo hace, que la búsqueda de información sea la clave de este proyecto fin de máster, ya que vamos a trabajar con datos que normalmente no son conocidos.

2 Datos de Holanda

En la Webs de referencia se han localizados ficheros los cuales recogen mediciones de velocidad de viento en periodos de una hora durante una año natural, lo que se traduce en 8.760 muestras de velocidad de viento por cada estación meteorológica.

De las estaciones meteorológicas de las cuales se dispone información, se han seleccionado para el estudio las siguientes siete (7) estaciones indicadas en la siguiente ilustración.

Como se puede observar se han seleccionada para el estudio las estaciones más cercanas a la costa donde era de prever que las velocidades de viento fueran mayores, hablamos tanto de velocidades media altas, como de velocidades mediana altas. Las estaciones seleccionadas han sido la estación número 225, 229, 242, 250, 285, 316 y 330.

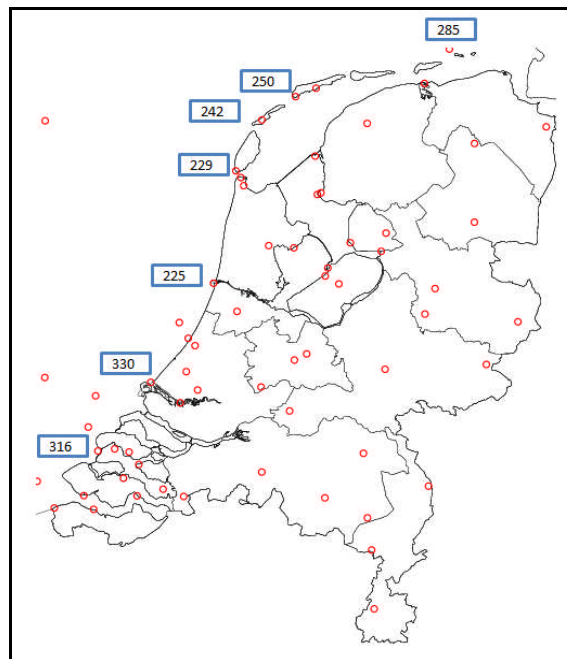


Ilustración 1. Localización estaciones meteorológicas en los Países Bajos

Nº Estación	Longitud (East)	Latitud (North)	Altitud (m)	Localidad
210	4,419	52,165	-0,2	Valkenburg
225	4,575	52,463	4,4	Ijmuiden
229	4,785	52,924	0,5	De Kooy
240	4,774	52,301	-4,4	Schiphol
242	4,942	53,255	0,9	Vlieland
249	4,979	52,644	-2,5	Berkhout
250	5,346	53,393	0,5	Hoorn (Terschelling)
257	4,603	52,506	10	Wijk Aan Zee
260	5,177	52,101	2	De Bilt
265	5,274	52,13	13,9	Soesterberg
257	5,384	52,896	2,6	Stavoren
269	5,526	52,458	-4	Lelystad

270	5,755	53,225	1,5	Leeuwarden
273	5,889	52,703	-3,1	Marknesse
275	5,888	52,061	50	Deelen
277	6,196	53,409	3	Lauwersoog
278	6,263	52,437	4	Heino
279	6,575	52,75	15,6	Hoogeveen
280	6,586	53,125	3,5	Eelde
283	6,65	52,073	29	Hupsel
285	7,15	53,196	0,2	Nieuw Beerta
290	6,897	52,273	34,5	Twenthe
310	3,596	51,442	8	Vlissingen
316	3,862	51,226	1,4	Westdorpe
323	3,884	51,527	1,4	Wilhelminadorp
330	4,124	51,993	12,5	Hoek Van Holland
340	4,349	51,448	14,9	Woensdrecht
344	4,444	51,955	-4,8	Rotterdam
348	4,927	51,972	-0,7	Cabauw
350	4,933	51,568	11,1	Gilze-Rijen
356	5,145	51,858	0,9	Herwijnen
370	5,414	51,446	20,3	Eindhoven
375	5,706	51,657	21,1	Volkel
377	5,764	51,197	30	Ell
380	5,768	50,910	114	Maastricht
391	6,196	51,498	19	Arcen

Ilustración 2. Coordenadas Estaciones Meteorológicas en los Países Bajos

Las medidas de velocidad en cada una de las estaciones se han tomado a 10 metros de altura sobre el nivel del suelo altura, como suele ser lo habitual para la captura de estos datos en las estaciones meteorológicas. Como veremos posteriormente (y ya se ha comentado con anterioridad en este proyecto), la velocidad del viento en cada instante de tiempo deberá ser rectificada a la altura correspondiente.

Para poder trabajar con la gran cantidad de información generada, se han creado unos archivos.txt para cada una de la estaciones meteorológicas. Cada uno de los archivos contiene un vector columna de 8.761 términos, el primero de los cuales indica la altura a la que se realizó la medición de viento, y los 8.760 términos siguientes correspondiente a la medida de viento para cada una de las horas del año, empezando desde las 01.00h de día 1 de Enero, hasta las 24.00h del 31 de Diciembre, para un año correspondiente.

Así pues se han creado los archivos: 225.txt, 229.txt, 242.txt, 279.txt, 285.txt, 316.txt, 330.txt

3 Datos de Canadá

En la Web de referencia, se han encontrado una muy completa base de datos de 117 estaciones meteorológicas a lo largo de todo el territorio de Canadá. La base de datos recoge mediciones las cuales empezaron a realizarse en 1953 y llegando en su mayoría hasta el 2011, donde la base de datos paso a no ser de dominio público.

Existen estaciones situadas en las regiones de Alberta, British Columbia, Manitoba, New Brunswick, Newfoundland, Nova Scotia, Nunavut, Ontario, Saskatchewan, Prince Edward Island, Quebec, Yukon Territory y Northwest Territories.

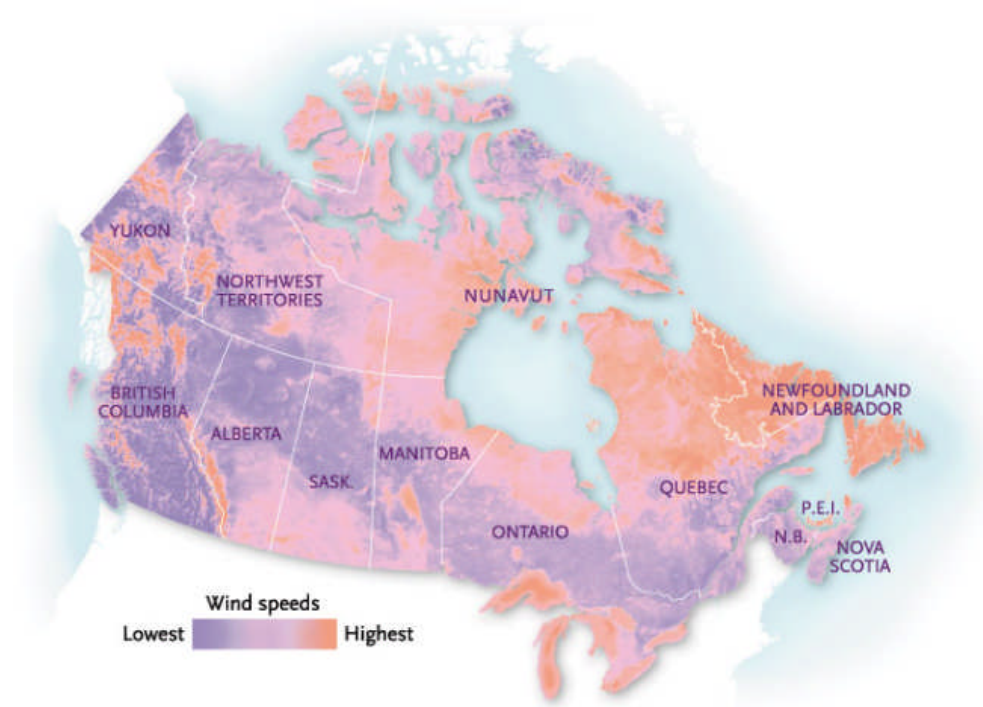


Ilustración 3. Territorio de Canadá

Para cada una de las estaciones meteorológicas tenemos un archivo .txt, el cual recoge 8760 medidas de velocidad de viento (1 por hora del año) para cada uno de los años transcurridos desde 1953 hasta 2011, por lo que tratamos con volumen total de 508.080 datos. Para poder tratar tal volumen de información, se ha ideado en Matlab un programa simple, el cual extrae las 8.760 mediciones de velocidad de viento de un año de referencia, en este caso el elegido ha sido el año 2006.

Aplicando al algoritmo a la extensa base de datos obtenemos 60 archivos .txt, donde cada archivo contiene un vector columna de 8.761 términos, el primero de los cuales indica la altura a la que se realizó la medición de viento, y los 8.760 términos siguientes correspondiente a la medida de viento para cada hora del año, empezando desde las 01.00h de día 1 de Enero, hasta las 24.00h del 31 de Diciembre, para un año correspondiente.

```

mkdir('Datos Canada')
a=pwd;
D=dir('*.txt'); % Busco todos los archivos .txt del directorio "Datos Canada"
numfichero=size(D,1); % cálculo la dimension de la estructura

for f=1:numfichero
    A=dlmread(D(f).name(1,:)); % Creo una matriz con todos los datos
    va=[]; % vector de velocidades
    fano=find(A(:,1)==2006); % Busco los datos del año de referencia 2006
    for i=fano
        vd=A(i,4:27); % Creo vector auxiliar con los datos diarios (24h)
        dn=find(vd<-1); % Busco las medidas erróneas e interpolo
        for k=dn
            vd(k)=(vd(k-1)+vd(k+1))/2;
        end
        va=[va vd']; % Matriz de velocidades 24 filas x 365 columnas
    end

    %%%%%%% Convierto matriz 'va' de velocidades en un vector 'ws' de velocidades %%%%%%%

    ws=[];
    [m,n]=size(va);
    for i=1:n
        ws=[ws va(:,i)'];
    end
    ws=ws';
    ws=ws./3.6;

    %%%%%%% Creo Archivos.txt con los datos de viento %%%%%%%%%%%%%%%

    cd('Resultados Canada')
    nh=size(ws);
    h=10; % Altura de las mediciones de viento de Canada
    fi=fopen(['Canada_A_',num2str(f),'.txt'],'w+');
    fprintf(fi,'%2i\n',h);
    for k=1:nh
        fprintf(fi,'%4.1f\n',ws(k));
    end
    st = fclose('all');
    cd(a)
end

```

Ilustración 4. Algoritmo Preparación de Datos Canadá

4 Base de Datos

En la siguiente tabla se muestran los nombres de todos los archivos .txt con la correspondiente velocidad media de cada localización. Importante resaltar que la velocidad media mostrada es la velocidad rectificada a una altura de 78 metros.

Localización	Vm(m/s)	Localización	Vm(m/s)
225.txt	9,88	Canada_C_1.txt	5,07
229.txt	10,01	Canada_C_2.txt	4,97
242.txt	10,83	Canada_C_3.txt	6,52
279.txt	6,78	Canada_C_4.txt	2,72
285.txt	11,09	Canada_D_1.txt	2,33
316.txt	10,01	Canada_D_2.txt	1,89
330.txt	9,40	Canada_D_3.txt	5,35
Canada_A_1.txt	5,68	Canada_D_4.txt	5,40
Canada_A_2.txt	4,91	Canada_D_5.txt	4,51
Canada_A_3.txt	5,07	Canada_E_1.txt	5,82
Canada_A_4.txt	1,88	Canada_E_2.txt	4,17
Canada_A_5.txt	4,54	Canada_E_3.txt	5,19
Canada_B_1.txt	1,88	Canada_E_4.txt	4,76
Canada_B_2.txt	4,33	Canada_E_5.txt	4,93
Canada_B_3.txt	4,21	Canada_F_1.txt	7,00
Canada_B_4.txt	4,33	Canada_F_2.txt	8,22
Canada_B_5.txt	6,08	Canada_F_3.txt	8,86
Canada_F_4.txt	5,16	Canada_H_2.txt	4,40
Canada_F_5.txt	6,73	Canada_H_3.txt	5,58
Canada_Fallo-1-.txt	1,82	Canada_H_4.txt	5,61
Canada_Fallo-2-.txt	3,48	Canada_H_5.txt	5,27
Canada_Fallo-3-.txt	5,35	Canada_I_1.txt	6,39
Canada_Fallo-4-.txt	7,84	Canada_I_2.txt	5,58
Canada_Fallo-5-.txt	2,36	Canada_I_3.txt	6,89
Canada_Fallo-6-.txt	6,36	Canada_I_4.txt	5,31
Canada_Fallo-7-.txt	6,26	Canada_I_5.txt	8,61
Canada_Fallo-8-.txt	2,70	Canada_J_1.txt	7,97
Canada_Fallo-9-.txt	4,96	Canada_J_2.txt	7,88
Canada_G_1.txt	5,49	Canada_J_3.txt	7,83
Canada_G_2.txt	4,94	Canada_J_4.txt	7,58
Canada_G_3.txt	4,81	Canada_J_5.txt	6,46
Canada_G_4.txt	4,81	Canada_J_6.txt	8,33
Canada_G_5.txt	5,65	Canada_J_7.txt	5,76
Canada_H_1.txt	5,20	EDP.txt	7,68

Ilustración 5. Tabla de velocidades medias rectificadas

5 Aerogeneradores

5.1 Fabricantes Aerogeneradores

Una vez que disponemos de una completa base de datos de velocidades de viento versus localizaciones, tenemos que elegir un aerogenerador eléctrico en el cual simular la potencia generada por los datos de viento disponible para cada localización.

Para elegir un aerogenerador adecuado, estudiamos cuatro de los principales fabricantes de instaladores a nivel mundial, tal como se muestra en la figura representativa de la cuota de mercado de los diferentes fabricantes de aerogeneradores: Enercon (7,8%), Gamesa (4,7%), Sinovel y Vestas (12,3%).

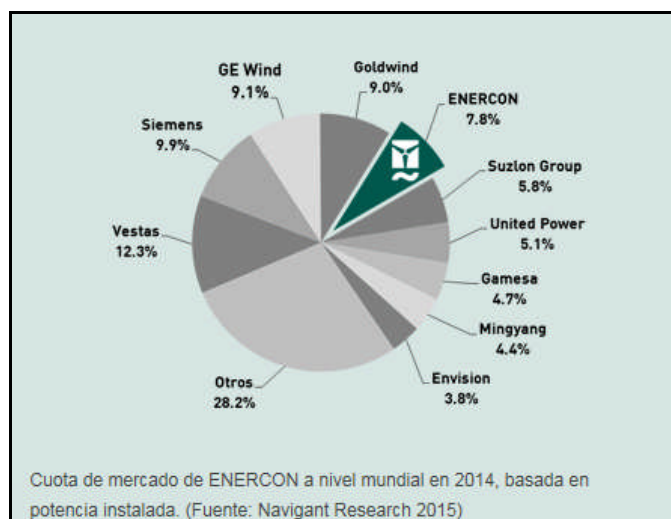


Ilustración 6. Cuota de Mercado a nivel Mundial

A. Enercon

Al fundar la compañía en 1984, el ingeniero Aloys Wobben ponía en marcha lo que sería el éxito tanto económico como ecológico de ENERCON. Un pequeño equipo de ingenieros desarrollaba el primer E-15/16 con 55 kW de potencia nominal. Los primeros aerogeneradores estaban equipados con multiplicadora; pero fue en el año 1992 y con el ENERCON E-40/500 kW, cuando se dio el salto a la tecnología sin la misma. El innovador sistema motriz formado por pocos componentes rotatorios permite obtener un flujo de energía sin apenas rozamientos. La potencia y la fiabilidad de este sistema son modélicas. Las cargas mecánicas, los costes y los mantenimientos preventivos se ven reducidos, mientras que la vida útil del aerogenerador aumenta.

Esta concepción del aerogenerador se ha vuelto característica para todos los aerogeneradores ENERCON. Nuevas generaciones de aerogeneradores surgen del continuo desarrollo de todos los componentes y se ofrecen al cliente como un producto tecnológicamente bien perfeccionado. La nueva geometría de la pala de rotor introducida en el 2004 es un ejemplo de la innovación tecnológica más novedosa, ya que aumenta los valores de producción de manera significativa, disminuye las emisiones de ruido y reduce las cargas que afectan al aerogenerador.

Todos los aerogeneradores ENERCON disponen de un sistema de alimentación de red que cumple con los requisitos de conexión a red más novedosos y que puede integrarse sin problemas en todas las estructuras de suministro y distribución. El concepto ENERCON ofrece diferentes posibilidades, no sólo para situaciones críticas debidas a cortocircuitos de red o cuellos de botella, sino también para el funcionamiento normal de la máquina como el control de la potencia reactiva y de la tensión.

Gracias a sus innovaciones tecnológicas, ENERCON lleva sentando precedentes desde hace 30 años. Como una de las primeras empresas a nivel mundial dentro del campo de la energía eólica y líder del mercado alemán desde hace años, ENERCON cuenta con más de 13.000 puestos de trabajos directos e indirectos en todo el mundo. Los más de 22.000 aerogeneradores instalados en 30 países diferentes, hacen de ENERCON uno de los primeros fabricantes a nivel mundial. Campos como el diseño y desarrollo, la producción y la distribución se encuentran en continua expansión.

FABRICANTE	Potencia instalada en 2014 (MW)	Potencia acumulada a cierre de 2014 (MW)	Cuota de mercado sobre el acumulado (%)
GAMESA		12.008,09	52,2%
VESTAS	14	4.090,99	17,8%
ALSTOM		1.739,09	7,6%
ACCIONA WIND POWER		1.728,63	7,5%
GE		1.413,14	6,1%
SIEMENS		772,3	3,4%
ENERCON	11,5	526,55	2,3%
SUZLON		218	0,9%
NORDEX (*)	1,8	185,18	0,8%
DESA		100,8	0,4%
LAGERWEY		37,5	0,2%
M-TORRES		46,8	0,2%
KENETECH		36,9	0,2%
SINOVEL		36	0,2%
REPOWER		25	0,1%
EOZEN		4,5	
NORVENTO	0,1	0,4	
ELECTRIA WIND		0,15	
WINDECO		0,05	
OTROS	0,08	16,45	0,1%
TOTAL	27,48	22.986,52	100,0%

Ilustración 7. Cuota de Mercado a nivel Nacional

B. Gamesa

Veinte años de experiencia y la instalación de 30.000 MW en 46 países consolidan a Gamesa como uno de los líderes tecnológicos en la industria eólica en el mundo.

Con capacidad propia para diseñar y desarrollar tecnológicamente aerogeneradores y con un modelo de gestión de integración vertical, Gamesa cubre todo el proceso de concepción, fabricación, ensamblaje, logística, instalación y puesta en marcha, y mantenimiento de un producto eólico.

Gamesa tiene implantación industrial en los principales mercados eólicos (Europa, Estados Unidos, China, India y Brasil) y su red comercial se extiende a numerosos países de Europa, Norte América, Brasil, China, India, Japón, Singapur y varios países del Norte de África, como Marruecos y Egipto.

- Productos orientados a las necesidades del mercado y reducción del CdE

Gamesa cuenta con una gama de productos orientada a las necesidades del mercado y a la reducción del Coste de Energía: Gamesa 2,0-2,5 MW y Gamesa 5,0 MW onshore y offshore.

Para el segmento mainstream, la compañía ha evolucionado su plataforma de 2,0 MW a 2,5 MW. Esta nueva plataforma ofrece incrementos de doble dígito en el área de barrido y en la producción anual de energía, una mejor adaptabilidad a la red y una reducción del ruido, todo ello con el objetivo de reducir el coste de energía en más de un 10%.

Por otro lado, la plataforma multimegavatio de 4,5 MW ha evolucionado a 5 MW (para offshore y onshore). Este aerogenerador es cada vez más relevante, especialmente en mercados maduros, y destaca por su elevada disponibilidad, su fácil transporte y el cumplimiento de las más exigentes normativas de conexión a red. Además, el hecho de trabajar en una única plataforma para onshore y offshore aumenta la experiencia operativa de la compañía en este segmento, permitiendo un desarrollo técnico compartido y más seguro.

La plataforma multimegavatio reduce el impacto ambiental de los parques eólicos al conseguir la misma potencia con un menor número de turbinas, reduciendo también el coste de la obra civil entre un 10% y un 45% por MW.

- Ventas diversificadas

En 2013, las ventas de Gamesa se situaron en 1.953 MWe, de las que el 90% procedieron de los mercados exteriores. Los mercados emergentes, sobre todo Latinoamérica e India, se han convertido en el principal motor de crecimiento de la compañía ante el descenso de la demanda en mercados clave. Así, Latinoamérica e India representaron cerca del 70% de las ventas en el primer semestre de 2014; Estados Unidos, 20%; Europa y RoW, 13% y China, 1%.

Según el último informe del sector eólico de la consultora BTM, Gamesa finalizó 2013 como líder en México, con más del 73% de los MW instalados. En India, también se ha erigido como el número 1, superando por primera vez al fabricante local Suzlon, con una cuota del 19%. Por su parte, los más de 450 MW instalados en Brasil en 2013 le han posicionado como número 2 del mercado, con una cuota del 20%.

C. Sinovel

Sinovel Wind Group Co., Ltd. es la primera empresa de alta tecnología especializada de China que independiza el desarrollo, el diseño, la fabricación y la venta de gran escala en tierra y en alta mar. La primera en China en haber desarrollado de forma independiente los aerogeneradores más avanzados a nivel mundial de 5MW y 6 MW. La capacidad total de energía eólica acumulada instalada alcanzó 12989MW a finales del año 2011, ocupando el nº 1 en China.

Vestas

Vestas es la única compañía global dedicada en exclusiva a la energía eólica. Fundada en 1898 como un taller de herrería en el oeste de Dinamarca, comenzó producción de aerogeneradores en 1979, y desde entonces han ganado una posición líder en el mercado con más de 64 GW de potencia eólica instalada y más de 42 GW en el servicio a nivel mundial.

Hoy en día, todo el mundo en Vestas trabaja para asegurar que ofrece n soluciones de energía eólica lo mejor en su clase y marcar el ritmo en la industria para el beneficio de clientes y planeta. Líder indiscutible en eólica mundial.

5.2 Análisis de Aerogeneradores

Dentro de la amplia gama de aerogeneradores que nos ofrece el mercado, para centralizar nuestro estudio, hemos analizados los aerogeneradores en un rango de potencia 1 a 3MW, los cuales son los más utilizados en los parques eólicos a nivel mundial. En particular, dentro del abanico de posibilidades que nos ofrecen los fabricantes Enercon, Gamesa, Sinovel y Vestas, vamos a estudiar los siguientes:

Fabricante	Modelo	Potencia (kW)	Altura (m)
Enercon	E44	900	65
Enercon	E48	800	76
Enercon	E53	800	75
Enercon	E70	2300	113
Enercon	E82-2	2000	138
Enercon	E82-2.3	2300	138
Enercon	E82-3	3000	138
Enercon	E101	3000	115
Enercon	E126	7500	127
Gamesa	G58	850	75
Gamesa	G80	2000	100
Gamesa	G90	2000	100
Sinovel	SL1500	1500	75
Sinovel	SL3000	3000	90
Vestas	V80	2000	80
Vestas	V110	2000	125

Ilustración 8. Modelos de Aerogeneradores

Para cada uno de los anteriores modelos de aerogeneradores, se ha creado un archivo “modelo.txt” el cual recoge la altura del buje del aerogenerador (H), Potencia nominal del generador (Pn) y los parámetros Velocidad vs Potencia del aerogenerador (V vs Pn), necesarios para parametrizar la curva de potencia (conocida como “Look-up Table”).

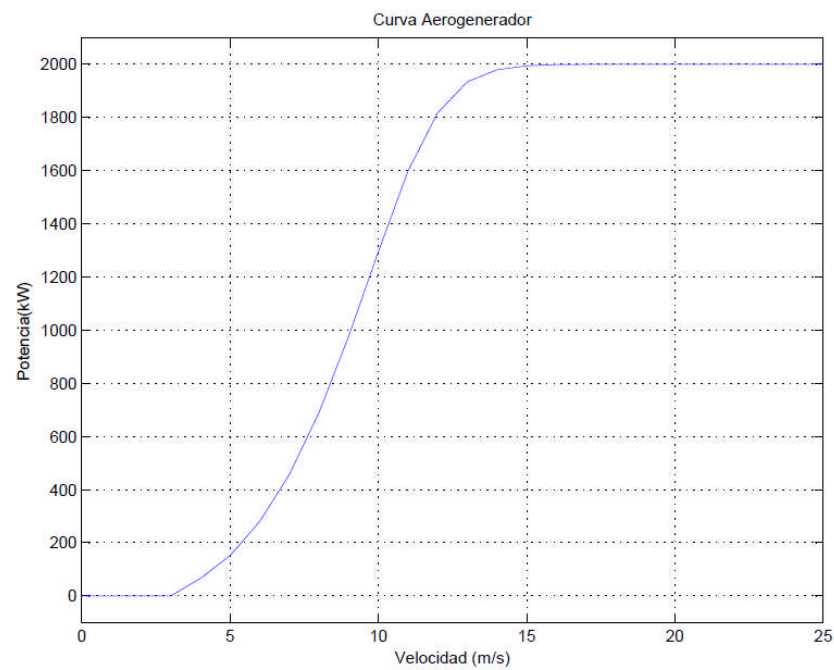


Ilustración 9. Curva del aerogenerador G80

Velocidad (m/s)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Potencia (kW)	0	0	0	0	66,3	152	280	457	690	978	1.296	1.598	1.818	1.935	1.980	1.995

Velocidad (m/s)	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Potencia (kW)	1.999	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	0	0	0	0	0

Tabla de Ilustraciones

Capítulo 3. Generación de Series de Producción Eólica Regional

Ilustración 1. Localización estaciones meteorológicas en los Países Bajos 44

Ilustración 2. Coordenadas Estaciones Meteorológicas en los Países Bajos 45

Ilustración 3. Territorio de Canadá 46

Ilustración 4. Algoritmo Preparación de Datos Canadá 47

Ilustración 5. Tabla de velocidades medias rectificadas 48

Ilustración 6. Cuota de Mercado a nivel Mundial 49

Ilustración 7. Cuota de Mercado a nivel Nacional..... 50

Ilustración 8. Modelos de Aerogeneradores 52

Ilustración 9. Curva del aerogenerador G80 53

Capítulo 4.

Análisis de Variabilidad de Producción Eólica Regional

Tabla de contenido

Capítulo 4. Análisis de Variabilidad de Producción Eólica Regional.....	57
1 Introducción	57
2 Simulación de Aerogenerador “X” situado en la localización “L”	57
2.1 Elección del Aerogenerador	57
2.2 Elección de la Localización	59
2.3 Cálculos	60
2.4 Presentación de Resultados	62
2.5 Caso Práctico 1. (1) Aerogenerador Vs (3) Localizaciones	63
2.6 Caso Práctico 2. (3) Aerogeneradores de igual Potencia Nominal Vs (1) Localización.....	69
2.6.1 Caso Práctico 2A. (3) Aerogeneradores de 900 kW de Potencia Nominal Vs (1) Localización	69
2.6.2 Caso Práctico 2B. (3) Aerogeneradores de 2000 kW de Potencia Nominal Vs (1) Localización	73
2.7 Caso Práctico 3. (2) Aerogeneradores distinta Potencia Nominal Vs (1) Localización	77
3 Simulación de un Aerogenerador “X” para N localizaciones “L”	80
3.1 Elección del Aerogenerador	80
3.2 Carga de Base de Datos y Cálculos	81
3.3 Presentación de Resultados	83
3.4 Caso Práctico 4.	85
3.4.1 Caso Práctico 4A. Simulación del aerogenerador modelo G80.....	85
3.4.2 Caso Práctico 4B. Simulación del aerogenerador modelo G90.....	87
3.4.3 Caso Práctico 4C. Simulación del aerogenerador modelo E82-2.	89
3.4.4 Caso Práctico 4D. Simulación del aerogenerador modelo G58.	91
3.4.5 Caso Práctico 4E. Simulación del aerogenerador modelo E44.....	93
3.4.6 Análisis de Resultados	95
4 Cálculo de Rampas	99
4.1 Introducción	99
4.2 Cálculo de Rampas	100
4.3 Cálculo de Rampas en algoritmo.....	100
4.4 Presentación de Resultados	100
4.5 Ejemplo Práctico 5.....	101

4.5.1	Caso Práctico 5A. Simulación del aerogenerador modelo G90.....	101
4.5.2	Caso Práctico 5B. Simulación del aerogenerador modelo E82-2.....	103
4.5.3	Caso Práctico 5B. Simulación del aerogenerador modelo G58.....	104
4.5.	Conclusiones.....	104
5	Cálculo de la Distribución de Weibull para N localizaciones “L”	105

Capítulo 4. Análisis de Variabilidad de Producción Eólica Regional

1 Introducción

Una vez realizada la preparación de todos los datos que van a formar nuestra base de datos de estudio, recordamos: archivos “modelo_Aerogenerador”.txt y archivos “localización”.txt, empezamos a realizar diferentes estudios enfocados a la predicción de instalar un determinado aerogenerador en una determinada zona, así como estudiar el comportamiento de aerogeneradores ya instalados en zonas las cuales no son las ideales y las implicaciones de su instalación.

2 Simulación de Aerogenerador “X” situado en la localización “L”

Mediante Matlab se ha programado un algoritmo el cual introduciendo un modelo de generador de los existentes en la base de datos, simula su comportamiento en una localización cualquiera de las también existente en la base de datos.

2.1 Elección del Aerogenerador

El programa nos pide que introduzcamos el modelo del generador de una lista que nos muestra por pantalla mediante el archivo “Datos Aerogeneradores.txt”. Este archivo muestra fabricante, modelo, potencia (kW) y altura del buje (m) de cada aerogenerador. Una vez introducido el modelo exacto, con el nombre del modelo tal como se muestra en el archivo, se carga el archivo correspondiente con la información del aerogenerador, para mostrar por pantalla la figura 1, su curva de potencia asociada.

Extracto del algoritmo en el que se muestra como se ha programado la apertura y lectura del archivo, así como la creación de la curva de potencia del aerogenerador.

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Elección de Aerogenerador %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

cd('Datos Aerogeneradores')
open('Datos Aerogeneradores.txt')
nombre2=input('Introduzca Modelo Turbina:', 's');

WSPTable=importdata([nombre2, '.txt']); % Archivo.txt con Datos del aerogenerador
[mwSP, n]=size(WSPTable);
WS=WSPTable(2:mwSP, 1); % Look-up Table viento (m/s)
Power=WSPTable(2:mwSP, 2); % Look-up Table Potencia (kw)
HT=WSPTable(1, 1); % Altura del Rotor
Prated=WSPTable(1, 2); % Potencia Nominal Aerogenerador
figure(1)
plot(WS, Power)
title('Curva Aerogenerador')
xlabel('velocidad (m/s)')
ylabel('Potencia(kw)')
```

Ilustración 1. Algoritmo Carga información Aerogenerador

Captura de imagen de la solicitud por pantalla del modelo del aerogenerador.

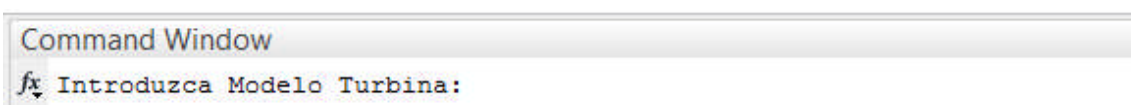


Ilustración 2. Captura de Pantalla. Modelo de Turbina

Captura de imagen del archivo “Datos Aerogeneradores.txt”. en el que se muestran las principales características de los aerogeneradores existentes en la base de datos, para poder introducir el modelo a simular por pantalla.

	Fabricante	Modelo	Potencia (kW)	Altura (m)
1	Enercon	E44	900	65
2	Enercon	E48	800	76
3	Enercon	E53	800	75
4	Enercon	E70	2300	113
5	Enercon	E82-2	2000	138
6	Enercon	E82-2.3	2300	138
7	Enercon	E82-3	3000	138
8	Enercon	E101	3000	115
9	Enercon	E126	7500	127
10	Gamesa	G58	850	75
11	Gamesa	G80	2000	100
12	Gamesa	G90	2000	100
13	Sinovel	SL1500	1500	75
14	Sinovel	SL3000	3000	90
15	Vestas	V80	2000	80
16	Vestas	V110	2000	95

Ilustración 3. Captura de Pantalla. Base de Datos de Aerogeneradores

Captura de imagen de la solicitud por pantalla del modelo del aerogenerador, introduciendo en este caso, a modo de ejemplo, el modelo V80 del fabricante Vestas.

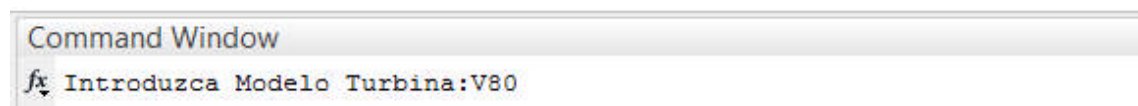


Ilustración 4. Captura de Pantalla. Modelo de Turbina

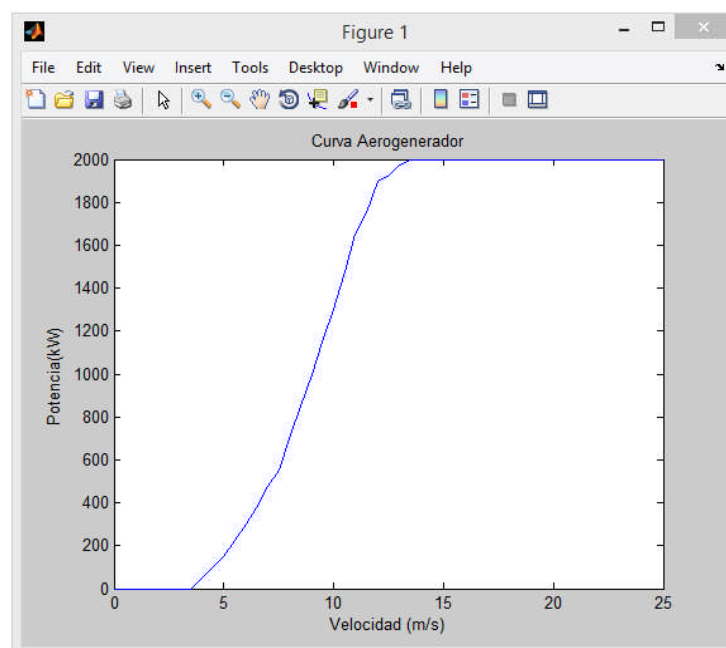


Ilustración 5. Captura de Pantalla. Curva de Potencia G80

2.2 Elección de la Localización

Una vez definido el modelo de aerogenerador, elegimos la ubicación para la cual queremos simular su comportamiento. Para lo cual, el programa nos pedirá por pantalla el nombre de la ubicación, debiendo introducir una de las mostradas en el archivo “Localizaciones.txt”, el cual el programa se encarga de abrir.

Extracto del algoritmo en el que se muestra como se ha programado la apertura y lectura del archivo.

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Lectura de Datos de la localización %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
cd(a)
cd('Datos viento')
open('Datos Localizaciones.txt')
nombre1=input('Introduzca Localización:', 's');
Mdatos=importdata([nombre1, '.txt']); % Archivo.txt con Datos de la localización
[nmdatos,n]=size(Mdatos);
HW=Mdatos(1,1);
WSdatos=Mdatos(2:nmdatos,1);
```

Ilustración 6. Algoritmo Carga información Aerogenerador

Captura de imagen de la solicitud por pantalla de la localización para la cual se quiere simular el comportamiento del aerogenerador seleccionado anteriormente.

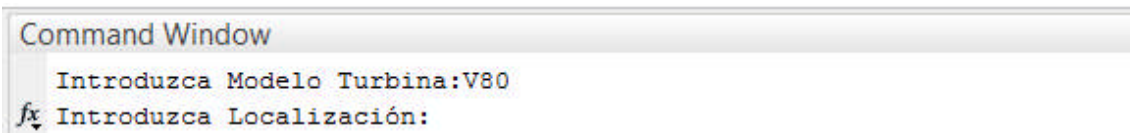


Ilustración 7. Captura de Pantalla. Localización

Captura de imagen del archivo “Datos Localizaciones.txt”. en el que se muestran todas las localizaciones existentes en la base de datos para poder introducir la localización exacta donde a simular el comportamiento del aerogenerador. En esta captura solo se muestran las primeras 19 localizaciones.

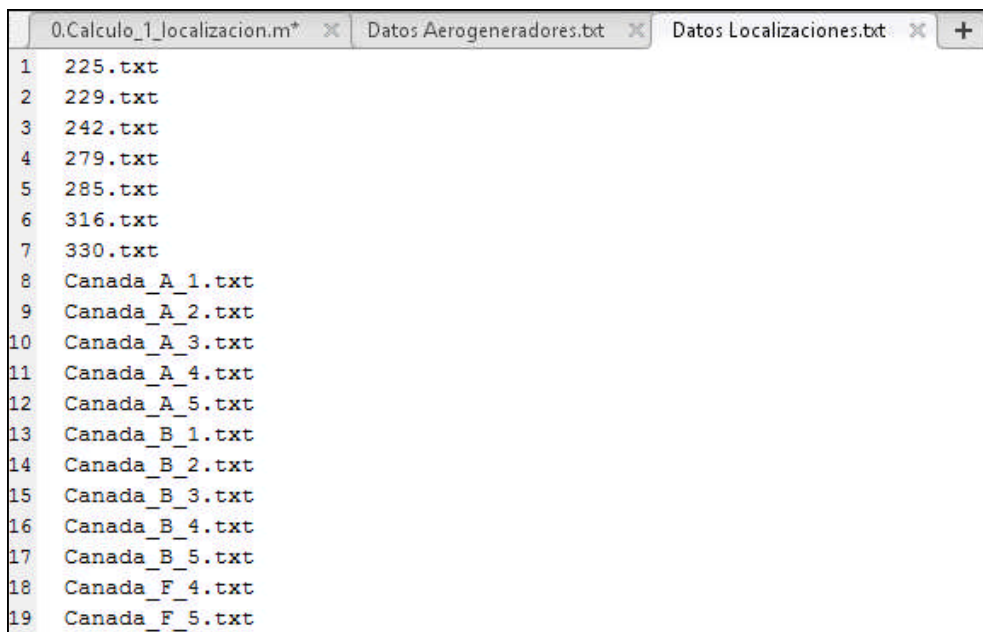
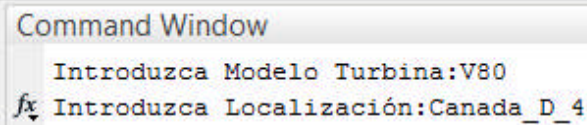


Ilustración 8. Captura de Pantalla. Base de Datos de Localizaciones

Captura de imagen de la solicitud por pantalla del modelo de la localización, introduciendo en este caso, a modo de ejemplo, la localización denominada Canada_D_4.



```
Command Window
Introduzca Modelo Turbina:V80
Introduzca Localización:Canada_D_4
```

Ilustración 9. Captura de Pantalla. Localización

2.3 Cálculos

- Rectificación a la altura del buje y cálculo de velocidades.

Para todos los datos de velocidades de viento medido por la estación meteorológica a una determinada altura HW, se rectifica para obtener la velocidad del viento a la altura del buje o rotor del aerogenerador HT, mediante la fórmula propuesta según norma UNE 61400-1.

$$V/V_o = (H/H_o)^n$$

Tomando n el valor 0,2 correspondiente a un terreno rugoso. En el algoritmo a n se le ha llamado alfa.

Una vez obtenido el vector con todos los datos de velocidades (WSR), se procede a calcular la velocidad promedio (WSR_promedio), la velocidad mediana (WSR_mediana) y la moda de velocidades (WSR_moda).

```
%%%%%%%% Rectificación de la velocidad a la Altura del aerogenerador %%%%%%%%%
alfa=0.2;
WSR=WSdatos.*(HT/Hw)^alfa;      % Fórmula de rectificación de Altura
                                % según UNE61400-1
WSR_promedio=mean(WSR);         % Velocidad Promedio
WSR_mediana=median(WSR);        % Velocidad Mediana
WSR_moda=mode(WSR);             % Velocidad Moda
```

Ilustración 10. Algoritmo Rectificación de la velocidad a la altura del rotor

- Cálculo de la Potencia Turbinada

Obtenido el vector velocidades a la altura del rotor (WSR), se hace pasar por la curva de comportamiento del aerogenerador. Para ello empleamos la función interp1 de Matlab. Cabe destacar que el algoritmo se ha implementado la opción de identificar las horas en las que el aerogenerador se encontraría parado, no turbina, bien por falta de velocidad o por exceso de velocidad.


```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Potencia Turbinada %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
Pt=interp1(WS,Power,WSR,'linear');
nhev=0;
nhdv=0;
for i=1:length(WSdatos)
    if WSR(i)> max(WS)
        Pt(i)=0;
        nhev=nhev+1;
        % Si la velocidad de viento > max. velocidad de viento permitida, el
        % Aerogenerador se pone en posición segura (No turbina).
    end
    if WSR(i)==0
        Pt(i)=0;
        nhdv=nhdv+1;
        % Si la velocidad de viento = 0, el aerogenerador no turbina
    end
end
figure(2)
plot(Pt)
title('Potencia Turbinada')
xlabel('Horas anuales (h)')
ylabel('Potencia(kw)')

```

Ilustración 11. Algoritmo Calculo de la Potencia Turbina mediante interpolacion lineal

Una vez conocido el vector con la potencia turbina en cada periodo, se procede a su muestra por pantalla mediante la Figura 2.

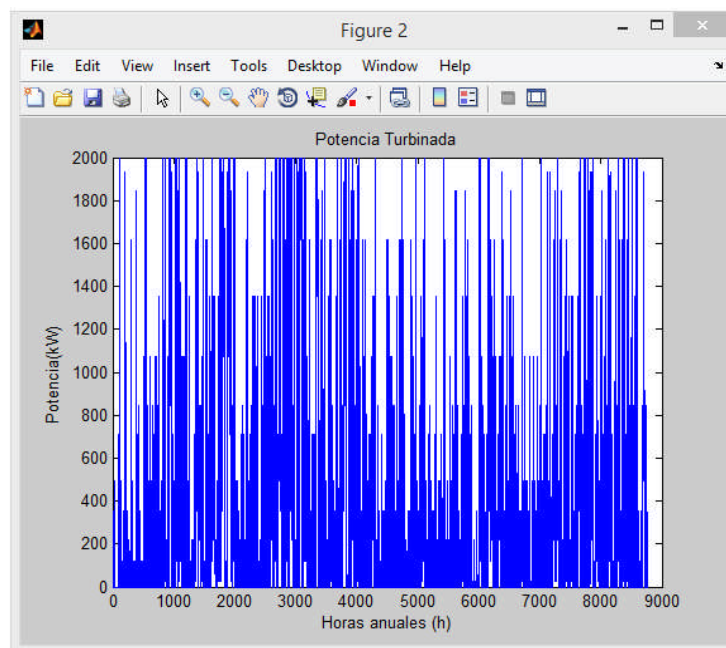


Ilustración 12. Captura de pantalla. Curva de Potencia Generada en kW para las 8760 horas del año

- Calculo del Factor de Capacidad

Para poder caracterizar la producción anual de energía, hacemos uso del factor de carga.

$$F_c = \frac{\text{Producción de energía en un periodo de tiempo}}{\text{Potencia Nominal} * \text{horas del periodo considerado}}$$

En este punto hacemos la siguiente consideración, al disponer de datos discretizados en periodos de una hora, la potencia generada es igual al valor de energía generada en cada periodo, luego la energía total generada es la suma de las potencias parciales generadas.

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Factor de Capacidad %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
fc=sum(Pt)/(Prated*length(Pt));
```

Ilustración 13. Algoritmo Calculo del Factor de Capacidad

2.4 Presentación de Resultados

Se muestra a continuación el algoritmo del programa por el que vamos a generar un archivo .txt con los principales datos que van a caracterizar la simulación del aerogenerador en la localización de en estudio.

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Presentación de Resultados %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

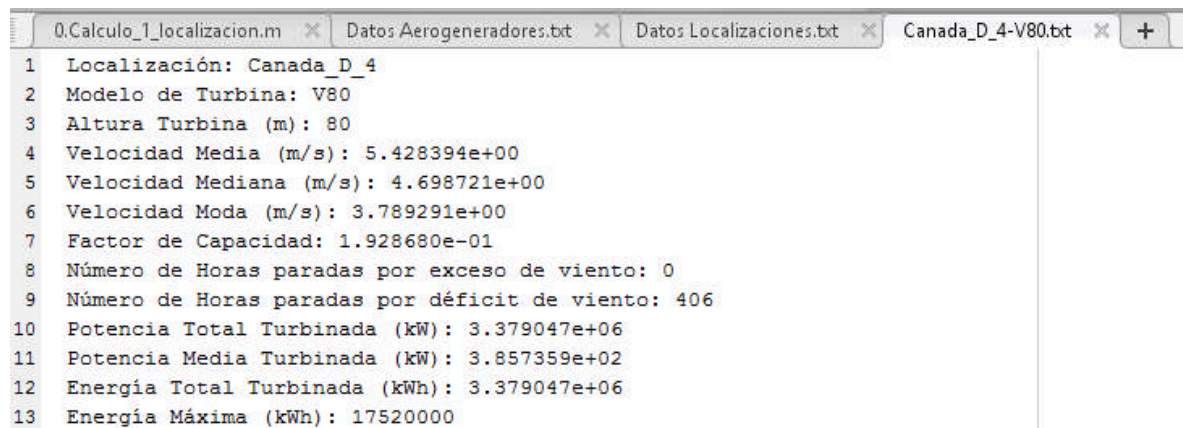
cd(a)
mkdir([nombre1,'-',nombre2,'-Resultados A'])
cd([nombre1,'-',nombre2,'-Resultados A'])
fi=fopen([nombre1,'-',nombre2,'.txt'],'w+');
fprintf(fi,'Localización: %s\n',nombre1);
fprintf(fi,'Modelo de Turbina: %s\n',nombre2);
fprintf(fi,'Altura Turbina (m): %d\n',HT);
fprintf(fi,'Velocidad Media (m/s): %d\n',WSR_promedio);
fprintf(fi,'Velocidad Mediana (m/s): %d\n',WSR_mediana);
fprintf(fi,'Velocidad Moda (m/s): %d\n',WSR_moda);
fprintf(fi,'Factor de Capacidad: %d\n',fc);
fprintf(fi,'Número de Horas paradas por exceso de viento: %d\n',nhev);
fprintf(fi,'Número de Horas paradas por déficit de viento: %d\n',nhdv);
fprintf(fi,'Potencia Total Turbinada (kw): %d\n',sum(Pt));
fprintf(fi,'Potencia Media Turbinada (kw): %d\n',sum(Pt)/length(Pt));
fprintf(fi,'Energía Total Turbinada (kwh): %d\n',sum(Pt));
fprintf(fi,'Energía Máxima (kwh): %d\n',Prated*length(Pt));
st = fclose(fi);

% Creación de archivo.txt con:
% - Columna 1. Potencia Generada
% - Columna 2. Velocidad del viento

Result=[Pt,WSR];
dlmwrite([nombre1,'-',nombre2,'_PV.txt'],Result,'delimiter','\t','precision', '%.2f');
open([nombre1,'-',nombre2,'.txt'])
cd(a)
```

Ilustración 14. Algoritmo Presentación de Resultados

Captura de imagen del archivo “Datos Localizaciones.txt”. en el que se muestran los resultados de la simulación.



```

0.Calculo_1_localizacion.m  Datos Aerogeneradores.txt  Datos Localizaciones.txt  Canada_D_4-V80.txt  +
1  Localización: Canada_D_4
2  Modelo de Turbina: V80
3  Altura Turbina (m): 80
4  Velocidad Media (m/s): 5.428394e+00
5  Velocidad Mediana (m/s): 4.698721e+00
6  Velocidad Moda (m/s): 3.789291e+00
7  Factor de Capacidad: 1.928680e-01
8  Número de Horas paradas por exceso de viento: 0
9  Número de Horas paradas por déficit de viento: 406
10 Potencia Total Turbinada (kW): 3.379047e+06
11 Potencia Media Turbinada (kW): 3.857359e+02
12 Energía Total Turbinada (kWh): 3.379047e+06
13 Energía Máxima (kWh): 17520000

```

Ilustración 15. Captura de pantalla. Archivo de resultados ".txt"

2.5 Caso Práctico 1. (1) Aerogenerador Vs (3) Localizaciones

Para realmente ver la utilidad del programa desarrollado vamos a mostrar los resultados de 3 las 1.072 combinaciones de aerogenerador versus localización existentes. En concreto vamos a simular el aerogenerador del fabricante Gamesa modelo G80, para las localizaciones reconocidas como 330, Canada_A_1 y Canada_C_1.



Rotor	
Diámetro	80 m
Área de barrido	5.027 m
Velocidad de giro	9,0 - 19,0 rpm
Sentido de giro	Agujas del reloj (vista frontal)
Peso (incl. Buje)	Aprox. 38 T
Peso (incl. Buje y Nacelle)	Aprox. 108 T

Palas	
Número de palas 3	3
Longitud 39 m	39 m
Perfil	NACA 63.XXX + FFA-W3
Material	Fibra de vidrio preimpregnado de resina epoxy
Peso pala completa	6.500 kg

Torre Tubular		
Tipo modular	Altura	Peso
3 secciones	60 m	127 T
3 secciones	67 m	145 T
4 secciones	78 m	201 T
5 secciones	100 m	283 T

Generador	
Tipo	Doubly-fed machine
Potencia nominal	2.0 MW
Tensión	690 V ac
Frecuencia	50 Hz / 60 Hz
Clase de protección	IP 54
Número de polos	4
Velocidad de giro	900:1.900 rpm (nominal 1.680 rpm) (50 Hz)
Intensidad nominal Estator	1,500 A @ 690 V
Factor de potencia (standard)	0,98 CAP - 0,96 IND a cargas parciales y 1 a Pn
Factor de potencia (opcional)	0,95 CAP - 0,95 IND en todo el rango de potencias.

Ilustración 16. Características Técnicas del Aerogenerador de Gamesa Modelo G80. Obtenidas de su correspondiente catálogo Técnico

Como se puede observar en las características técnicas del aerogenerador G80, se trata de un aerogenerador de potencia nominal 2.000 kW, de 78 metros de altura de buje de rotor, y un área de barrido de 5.027 m²

A. Curva de Potencia del Aerogenerador

A continuación se muestra la curva P-V del aerogenerador G80, donde se observa claramente una velocidad de arranque del aerogenerador de 4m/s y una velocidad de corte de 25 m/s, lo cual significa que este aerogenerador entrará en funcionamiento, y por tanto a generar energía eléctrica, exclusivamente en un rango de velocidades de [4-25] m/s. Gracias a la curva sabemos que el generador empieza a suministrar su potencia nominal a partir de 15 m/s, por lo cual el generador es capaz de funcionar a potencia variable en un rango de velocidades de [4-15] m/s.

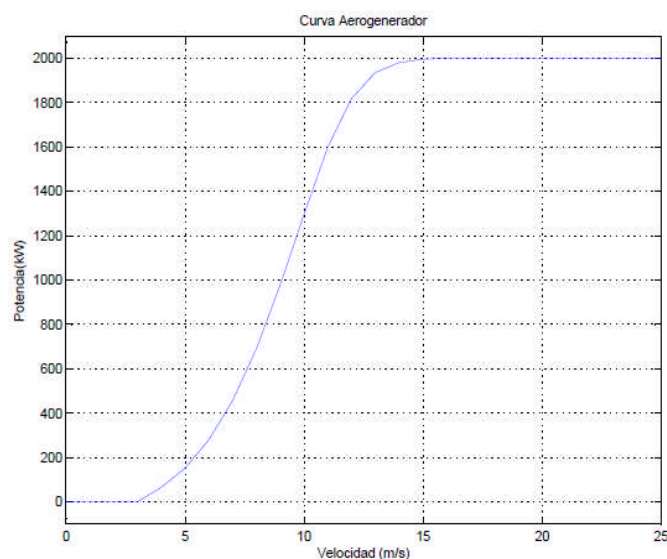


Ilustración 17. Curva de Potencia Aerogenerador G80

B. Resultados Simulación

Como resultado de simular los datos de viento anuales de cada una de las 3 localizaciones para el aerogenerador G80, obtenemos los resultados mostrados a continuación.

```
Localización: 330
Modelo de Turbina: G80
Altura Turbina (m): 78
Velocidad Media (m/s): 9.396511e+00
Velocidad Mediana (m/s): 8.595948e+00
Velocidad Moda (m/s): 4.373377e+00
Factor de Capacidad: 4.766067e-01
Número de Horas paradas por exceso de viento: 85
Número de Horas paradas por déficit de viento: 44
Potencia Total Turbinada (kW): 8.350150e+06
Potencia Media Turbinada (kW): 9.532135e+02
Energía Total Turbinada (kWh): 8.350150e+06
Energía Máxima (kWh): 17520000
```

Ilustración 18. Resultados Aerogenerador G80 en localización 330

```
Localización: Canada_A_1
Modelo de Turbina: G80
Altura Turbina (m): 78
Velocidad Media (m/s): 5.677953e+00
Velocidad Mediana (m/s): 3.770153e+00
Velocidad Moda (m/s): 2.563704e+00
Factor de Capacidad: 2.207376e-01
Número de Horas paradas por exceso de viento: 36
Número de Horas paradas por déficit de viento: 758
Potencia Total Turbinada (kW): 3.867323e+06
Potencia Media Turbinada (kW): 4.414753e+02
Energía Total Turbinada (kWh): 3.867323e+06
Energía Máxima (kWh): 17520000
```

Ilustración 19. Resultados Aerogenerador G80 en localización Canadá A 1

```
Localización: Canada_C_1
Modelo de Turbina: G80
Altura Turbina (m): 78
Velocidad Media (m/s): 5.071475e+00
Velocidad Mediana (m/s): 4.674989e+00
Velocidad Moda (m/s): 0
Factor de Capacidad: 2.021486e-01
Número de Horas paradas por exceso de viento: 1
Número de Horas paradas por déficit de viento: 1391
Potencia Total Turbinada (kW): 3.541644e+06
Potencia Media Turbinada (kW): 4.042972e+02
Energía Total Turbinada (kWh): 3.541644e+06
Energía Máxima (kWh): 17520000
```

Ilustración 20. Resultados Aerogenerador G80 en localización Canadá C 1

De los extractos de Resumen de datos obtenidos en la simulación podemos llegar a las siguientes conclusiones:

1. Velocidad media, mediana y moda

Antes de analizar ningún dato, es importante aclarar que todas las velocidades indicadas son velocidades rectificadas a la altura del buje del rotor.

La velocidad mediana de cada localización nos da una idea más realista del comportamiento anual del viento, al indicarnos el valor central de todas las velocidades. Se puede dar la circunstancia de una localización cuya velocidad media sea alta respecto a otra localización, pero la mediana no sea mayor, incluso sea menor.

Esto significaría que en esa localización existen periodos de tiempo donde la velocidad del viento es muy alta (lo cual sube la velocidad media), pero no se trate de periodos muy prolongados en el tiempo. Mediante la simulación presentada podríamos estudiar que es más eficiente desde el punto de vista de la energía total generada, si una velocidad media alta o una velocidad mediana alta.

	330	canada_A_1	canada_C_1
Media o promedio	9,39	5,68	5,07
Mediana	8,59	3,77	4,67
Moda	4,37	2,56	0
Energía Total (kWh)	8.35e+6	3,86e+6	3,54e+6

Tabla 1. Resultados de Velocidades

Analizando los resultados se concluye:

La localización 330 de velocidad media alta y mediana alta, es claramente donde más energía total anual se generaría.

La localización canada_A_1 tiene mayor velocidad media que la localización canada_C_1, pero no así las velocidades medianas, la cual es mayor (1 m/s más) en esta segunda. Por lo cual en este caso, conociendo solo las características de velocidad de viento de la localización, no sabríamos decir a priori en cual localización se generaría más energía.

Haciendo uso de la simulación vemos que en la localización canada_A_1 la energía generada es un 9% mayor que en la localización canada_C_1. Luego se puede concluir en este caso, que una velocidad media alta, nos da una mayor energía generada para el mismo aerogenerador

¿no sería más lógico pensar que si la mediana es mayor la energía total generada fuera mayor?

En principio cabe decir que si, pero estudiando todos los aspectos de la localización y la característica del aerogenerador, en particular el número de hora que el aerogenerador está parado, vemos como el aerogenerador G80 elegido, estaría 1.392 horas sin generar en la localización canada_C_1 mientras que canada_A_1 las horas sin generación serían 794 horas, de las 8670 horas de posible funcionamiento anual. Por tanto el G80 en la localización canada_C_1 está el 16% del año sin generación.

Las mayores horas sin funcionamiento son por déficit de viento, es decir, velocidad de viento < velocidad de arranque, luego para aumentar las horas de funcionamiento en la localización canada_C_1 una posibilidad podría ser que buscar un aerogenerador con menor velocidad de arranque para poder aprovechar las horas de menor velocidad.

	330	canada_A_1	canada_C_1
Horas de Paro por Exceso de viento	85	36	1
Horas de Paro por Déficit de viento	44	758	1.391
Energía Total (kWh)	8,35e+6	3,86e+6	3,54e+6

Tabla 2. Resultados Horas de no funcionamiento

2. Factor de Capacidad

Teniendo en cuenta la definición de factor de capacidad como la producción anual de energía dividida por la producción teórica máxima, si la máquina estuviera funcionando a su potencia nominal (máxima) durante las 8.766 horas del año.

$$Fc = \frac{\text{Producción de energía en un periodo de tiempo}}{\text{Potencia Nominal} * \text{horas del periodo considerado}}$$

	330	canada_A_1	canada_C_1
Factor de Capacidad	0,47	0,22	0,20
Energía Total (kWh)	8,35e+6	3,86e+6	3,54e+6

Tabla 3. Resultados Factor de Capacidad

Los factores de capacidad obtenidos están dentro de los rangos de capacidades actuales en el mercado, teniendo la localización 330 un muy buen factor de capacidad, mientras que las otras dos localizaciones el factor de capacidad sería un valor habitual para este tipo de instalaciones.

3. Gráfica de Potencia Turbinada

En las siguientes gráficas podemos observar la evolución de la potencia generada durante un año natural (8.760h).

	330	canada_A_1	canada_C_1
Potencia total generada (MW)	8.350	3.867	3.541
Potencia media generada (kW)	953	441	404
Energía Total (kWh)	8,35e+6	3,86e+6	3,54e+6

Tabla 4. Resultados Potencia Generada

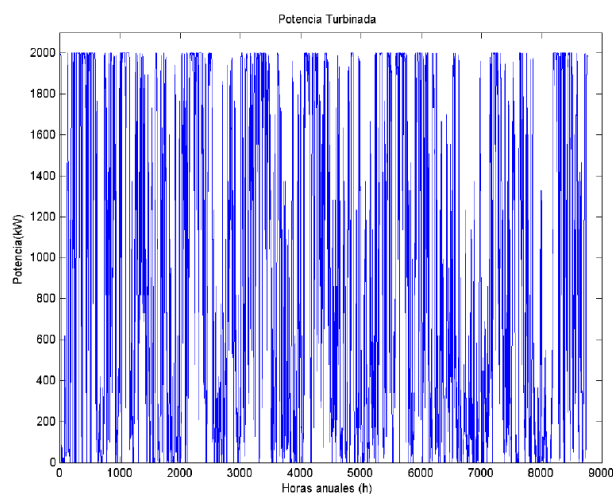


Ilustración 21. Curva de Potencia Generada Aerogenerador G80 en localización 330

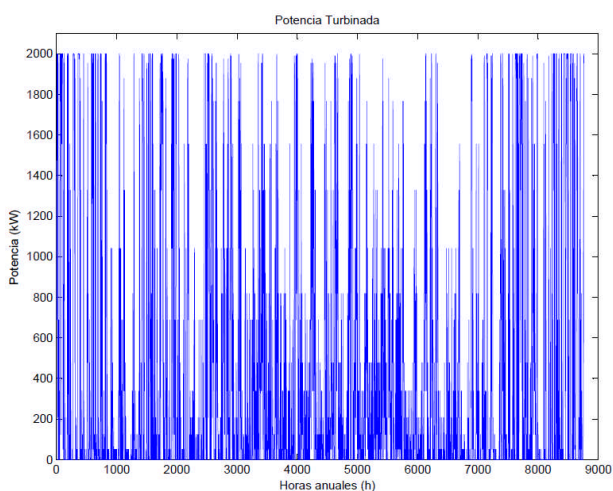


Ilustración 22. Curva de Potencia Generada Aerogenerador G80 en localización Canadá A 1

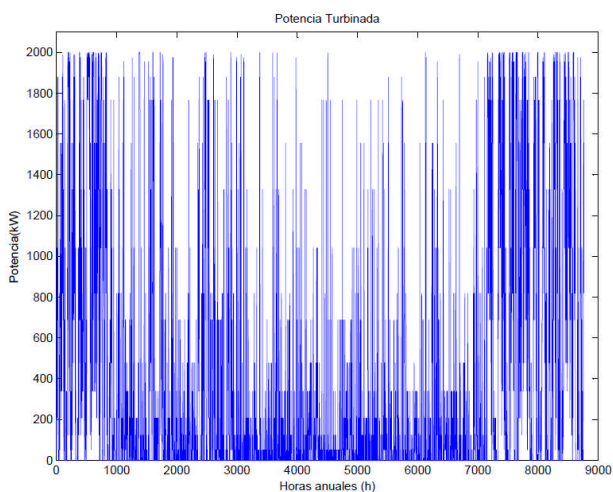


Ilustración 23. Curva de Potencia Generada Aerogenerador G80 en localización Canadá C 1

2.6 Caso Práctico 2. (3) Aerogeneradores de igual Potencia Nominal Vs (1) Localización

2.6.1 Caso Práctico 2A. (3) Aerogeneradores de 900 kW de Potencia Nominal Vs (1) Localización

Mediante el programa desarrollado vamos a mostrar los resultados de simular los aerogeneradores modelos G58, E53 y E44 de aproximadamente 900 kW de potencia nominal en la localización Canada_H_3.

Al tratarse de la misma localización, en el análisis de comparación de simulaciones no podremos comparar los datos de velocidades de viento media, mediana y moda, ya que aunque en los resultados mostrados a continuación son diferentes, el motivo es que son velocidades rectificadas a diferente altura, estamos trabajando en todas las simulaciones con los mismos datos de velocidades de viento.

A. Resultados Simulación.

- Modelo G58

Aerogenerador del fabricante Gamesa de potencia nominal 850 kW, diámetro de rotor de 58 metros, y altura del buje 44/55/65/71 metros. Aerogenerador con multiplicadora, generador doblemente alimentado.

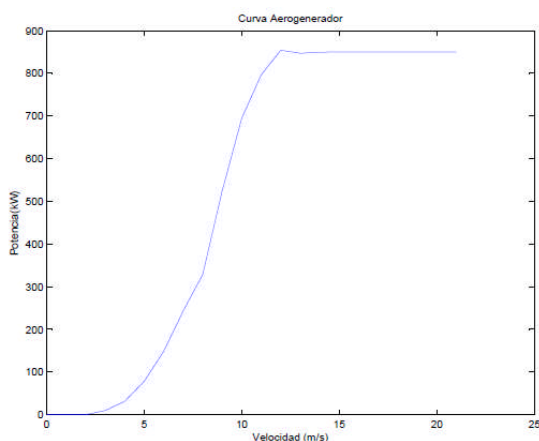


Ilustración 24. Curva de Potencia Aerogenerador G58

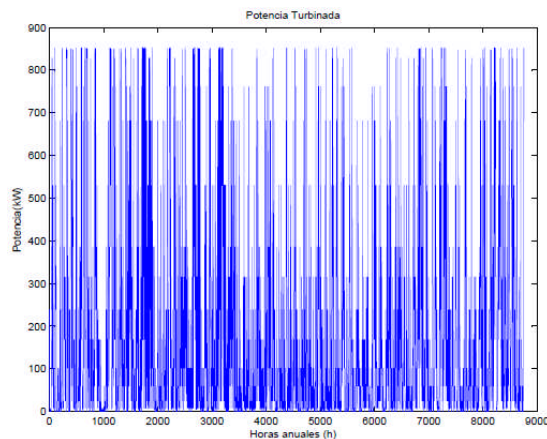


Ilustración 25. Curva de Potencia Generada Aerogenerador G58 en localización Canadá H 3

```
Localización: Canada_H_3
Modelo de Turbina: G58
Altura Turbina (m): 71
Velocidad Media (m/s): 5.474792e+00
Velocidad Mediana (m/s): 5.327877e+00
Velocidad Moda (m/s): 3.699914e+00
Factor de Capacidad: 2.234155e-01
Número de Horas paradas por exceso de viento: 3
Número de Horas paradas por déficit de viento: 403
Potencia Total Turbinada (kW): 1.663552e+06
Potencia Media Turbinada (kW): 1.899032e+02
Energía Total Turbinada (kWh): 1.663552e+06
Energía Máxima (kWh): 7446000
```

Ilustración 26. Resultados Aerogenerador G58 en localización Canadá H 3

Como se observa en las capturas mostradas, la simulación del aerogenerador G50 en la localización Canada_H_3, nos da una energía anual generada de 1,66 GWh, con un factor de capacidad de 0.22 y un total de horas de funcionamiento anuales de 8.354 horas. Potencia media turbinada de 189 kW

- Modelo E53

Aerogenerador del fabricante Enercon de potencia nominal 800 kW, diámetro de rotor de 52,9 metros, y altura del buje 60/73/75 metros. Aerogenerador sin multiplicadora, generador síncrono.

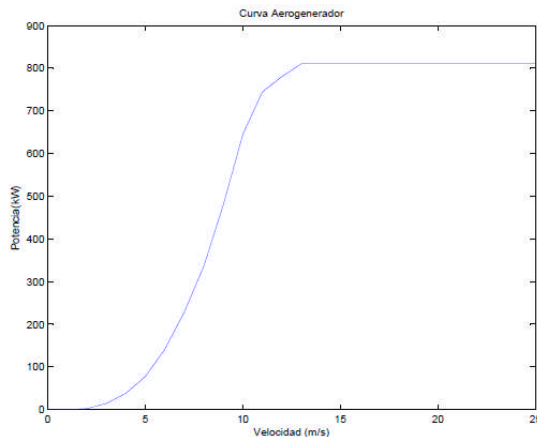


Ilustración 27. Curva de Potencia Aerogenerador E53

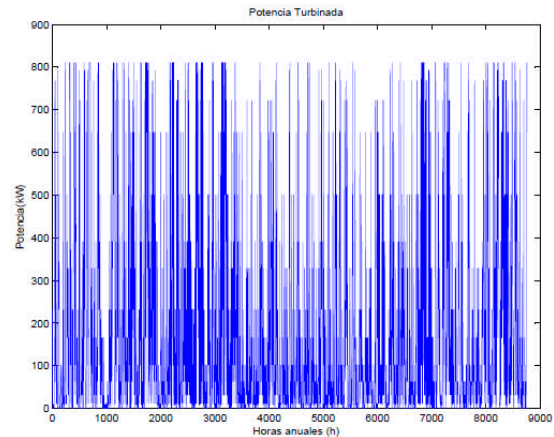


Ilustración 28. Curva de Potencia Generada Aerogenerador E53 en localización Canadá H 3

```
Localización: Canada_H_3
Modelo de Turbina: E53
Altura Turbina (m): 75
Velocidad Media (m/s): 5.535135e+00
Velocidad Mediana (m/s): 5.386600e+00
Velocidad Moda (m/s): 3.740695e+00
Factor de Capacidad: 2.341183e-01
Número de Horas paradas por exceso de viento: 0
Número de Horas paradas por déficit de viento: 403
Potencia Total Turbinada (kW): 1.640701e+06
Potencia Media Turbinada (kW): 1.872947e+02
Energía Total Turbinada (kWh): 1.640701e+06
Energía Máxima (kWh): 7008000
```

Ilustración 29. Resultados Aerogenerador E53 en localización Canadá H 3

Como se observa en las capturas mostradas, la simulación del aerogenerador E53 en la localización Canada_H_3, nos da una energía anual generada de 1,64 GWh, con un factor de capacidad de 0,23 y un total de horas de funcionamiento anuales de 8.357 horas. Potencia media turbinada de 187 kW.

- Modelo E44

Aerogenerador del fabricante Enercon de potencia nominal 900 kW, diámetro de rotor de 44 metros, y altura del buje 45/55/65 metros. Aerogenerador sin multiplicadora, generador síncrono.

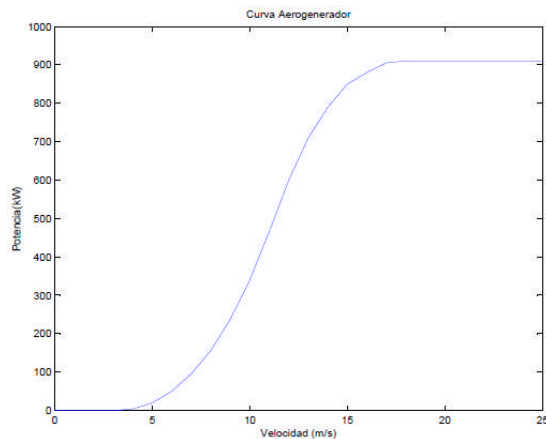


Ilustración 30. Curva de Potencia Aerogenerador E44

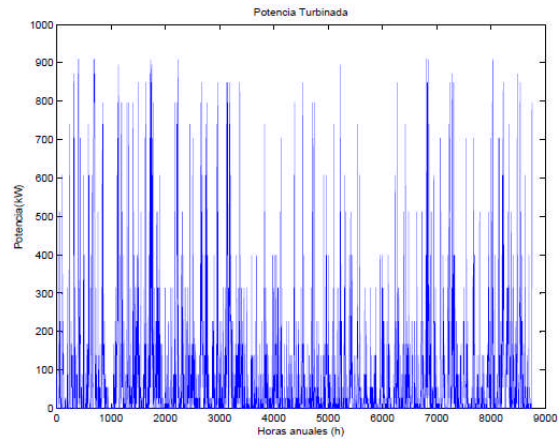


Ilustración 31. Curva de Potencia Generada Aerogenerador E44 en localización Canadá H 3

```
Localización: Canada_H_3
Modelo de Turbina: E44
Altura Turbina (m): 65
Velocidad Media (m/s): 5.378964e+00
Velocidad Mediana (m/s): 5.234620e+00
Velocidad Moda (m/s): 3.635153e+00
Factor de Capacidad: 1.029524e-01
Número de Horas paradas por exceso de viento: 0
Número de Horas paradas por déficit de viento: 403
Potencia Total Turbinada (kW): 8.116770e+05
Potencia Media Turbinada (kW): 9.265719e+01
Energía Total Turbinada (kWh): 8.116770e+05
Energía Máxima (kWh): 7884000
```

Ilustración 32. Resultados Aerogenerador E44 en localización Canadá H 3

Como se observa en las capturas mostradas, la simulación del aerogenerador E44 en la localización Canada_H_3, nos da una energía anual generada de 0,81 GWh, con un factor de capacidad de 0,1 y un total de horas de funcionamiento anuales de 8.357 horas. Potencia media turbinada de 92 kW.

B. Análisis Resultados

Del análisis de las simulaciones anteriores podemos sacar las siguientes conclusiones:

- Los modelos G58 y E53, de potencia nominal 850 kW y 800 kW respectivamente, generan una energía anual semejante de unos 1,6 GWh y una potencia media aproximada de 190 kW, funcionamiento aproximadamente el mismo número de horas anuales. Por lo que desde el punto de vista energético ambas modelos de máquinas son semejantes, y la decisión de instalar un modelo u otro debiera ser tomadas según otros criterios, como pudieran ser criterios económicos.

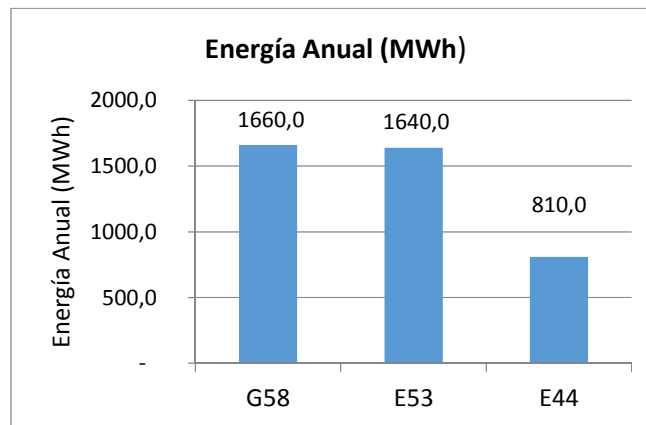


Ilustración 33. Energía Generada Aerogenerador G58, E53 y E44 en localización Canadá H 3

- El modelo E44 de potencia nominal 900 kW, al contrario de lo que se pudiera pensar conociendo solo las potencias nominales, genera una energía anual de 0,81 GWh, o lo que es lo mismo, el 50% de la generación del modelo E53 de la misma compañía. El factor de capacidad de la máquina para esta localización es de 0,1, lo que nos da una idea de que este modelo de máquina no es apropiado para esta ubicación.

Las máquinas E44 y E53, de 900 kW y 800 kW respectivamente, muestran un comportamiento muy diferente en esta localización. Ello es debido, como se puede observar en las curva de potencia, a que la pendiente de la curva en la zona de potencia variable es mayor en el modelo E53 por lo que llega a la potencia nominal con menor velocidad de viento y el rango de velocidades en que la potencia generada es variable es menor. Por este motivo a la máquina E44 necesita una mayor velocidad de viento para llegar a la potencia nominal y tiene un mayor número de horas de funcionamiento en la zona de potencia variable, repercutiendo en la energía total generada y en la potencia media turbinada.

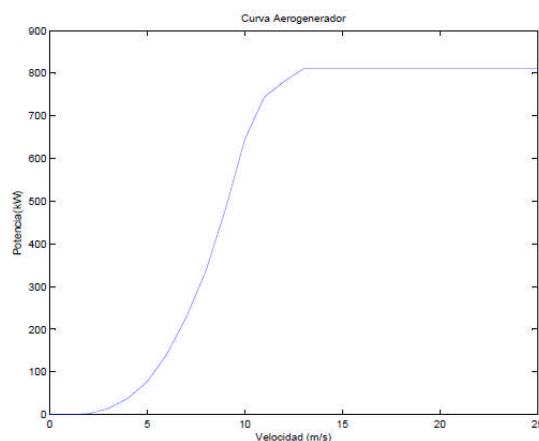


Ilustración 27. Curva de Potencia E53

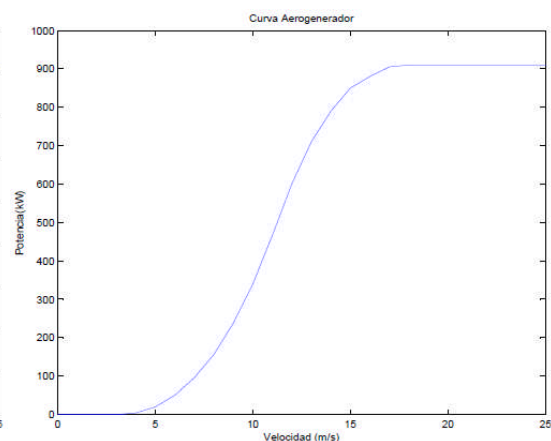


Ilustración 30. Curva de Potencia E44

2.6.2 Caso Práctico 2B. (3) Aerogeneradores de 2000 kW de Potencia Nominal Vs (1) Localización

Mediante el programa desarrollado vamos a mostrar los resultados de simular los aerogeneradores modelos G80, G90 y E82-2 de aproximadamente 2.000 kW de potencia nominal en la localización Canada_H_3.

A. Resultados Simulación.

- Modelo G80

Aerogenerador del fabricante Gamesa de potencia nominal 2.000 kW, diámetro de rotor de 80 metros, y altura del buje 60/67/78/100 metros. Aerogenerador con multiplicadora, generador doblemente alimentado (Indica por el fabricante para emplazamiento con vientos altos).

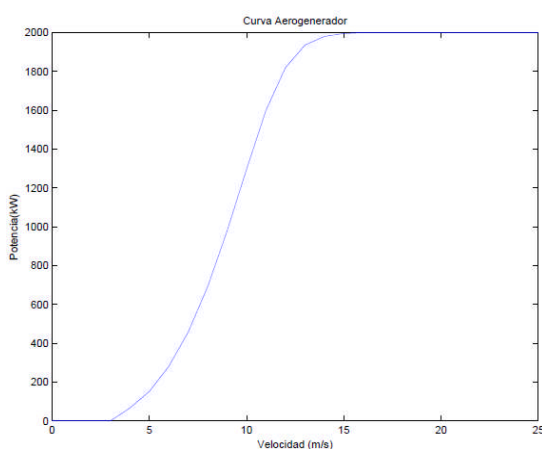


Ilustración 34. Curva de Potencia Aerogenerador G80

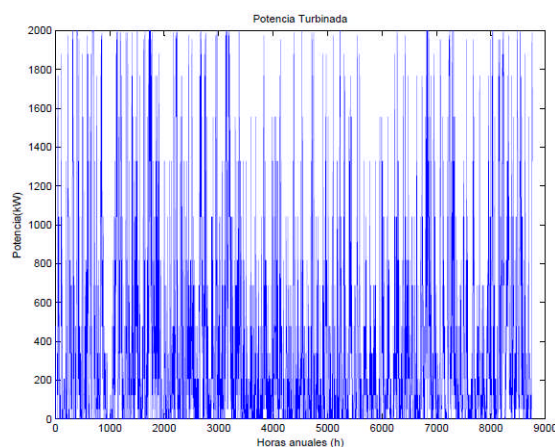


Ilustración 35. Curva de Potencia Generada Aerogenerador G80 en localización Canadá H 3

```
Localización: Canada_H_3
Modelo de Turbina: G80
Altura Turbina (m): 78
Velocidad Media (m/s): 5.578724e+00
Velocidad Mediana (m/s): 5.429020e+00
Velocidad Moda (m/s): 3.770153e+00
Factor de Capacidad: 1.978994e-01
Número de Horas paradas por exceso de viento: 0
Número de Horas paradas por déficit de viento: 403
Potencia Total Turbinada (kW): 3.467198e+06
Potencia Media Turbinada (kW): 3.957989e+02
Energía Total Turbinada (kWh): 3.467198e+06
Energía Máxima (kWh): 17520000
```

Ilustración 36. Resultados Aerogenerador G80 en localización Canadá H 3

Como se observa en las capturas mostradas, la simulación del aerogenerador G80 en la localización Canada_H_3, nos da una energía anual generada de 3,46 GWh, con un factor de capacidad de 0,19 y un total de horas de funcionamiento anuales de 8.357 horas. Potencia media turbinada de 395 kW.

- Modelo G90

Aerogenerador del fabricante Gamesa de potencia nominal 2.000 kW, diámetro de rotor de 90 metros, y altura del buje 67/78/100 metros. Aerogenerador con multiplicadora, generador doblemente alimentado (Indica por el fabricante para emplazamiento con vientos bajos).

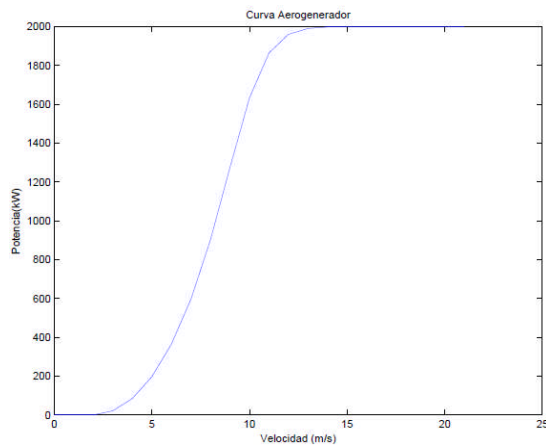


Ilustración 37. Curva de Potencia Aerogenerador G90

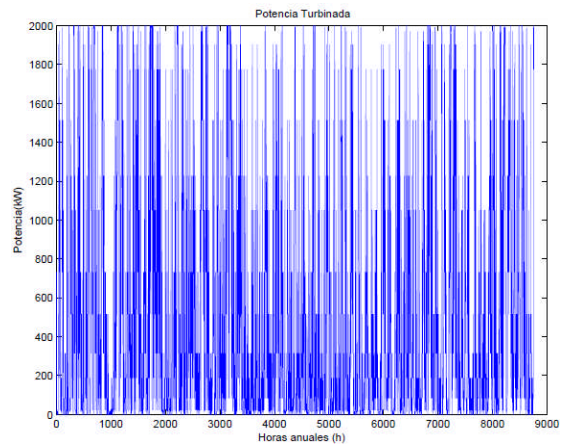


Ilustración 38. Curva de Potencia Generada Aerogenerador G90 en localización Canadá H

```
Localización: Canada_H_3
Modelo de Turbina: G90
Altura Turbina (m): 100
Velocidad Media (m/s): 5.862947e+00
Velocidad Mediana (m/s): 5.705615e+00
Velocidad Moda (m/s): 3.962233e+00
Factor de Capacidad: 2.698346e-01
Número de Horas paradas por exceso de viento: 6
Número de Horas paradas por déficit de viento: 403
Potencia Total Turbinada (kW): 4.727503e+06
Potencia Media Turbinada (kW): 5.396693e+02
Energía Total Turbinada (kWh): 4.727503e+06
Energía Máxima (kWh): 17520000
```

Ilustración 39. Resultados Aerogenerador G90 en localización Canadá H 3

Como se observa en las capturas mostradas, la simulación del aerogenerador G90 en la localización Canada_H_3, nos da una energía anual generada de 4,72 GWh, con un factor de capacidad de 0,26 y un total de horas de funcionamiento anuales de 8.351 horas. Potencia media turbinada de 539 kW.

- Modelo E82-2

Aerogenerador del fabricante Enercon de potencia nominal 2.000 kW, diámetro de rotor de 82 metros, y altura del buje 78/85/98/108/138 metros. Aerogenerador sin multiplicadora, generador síncrono.

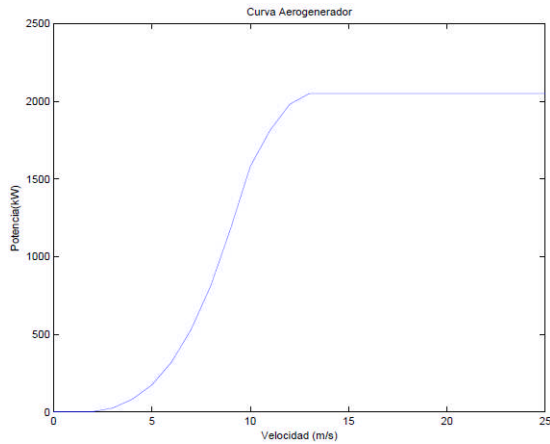


Ilustración 40. Curva de Potencia Aerogenerador E82-2

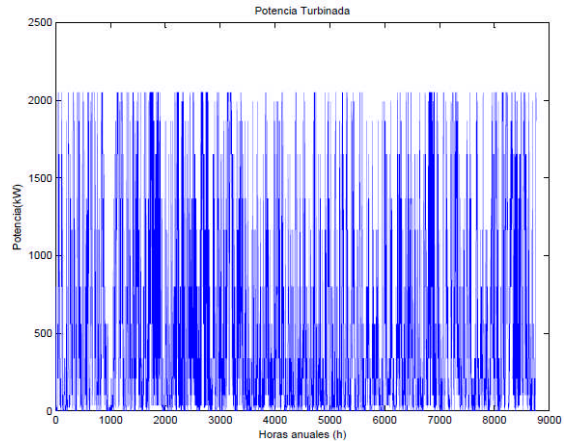


Ilustración 41. Curva de Potencia Generada Aerogenerador E82-2 en localización Canadá H

```
Localización: Canada_H_3
Modelo de Turbina: E82-2
Altura Turbina (m): 138
Velocidad Media (m/s): 6.253048e+00
Velocidad Mediana (m/s): 6.085249e+00
Velocidad Moda (m/s): 4.225867e+00
Factor de Capacidad: 2.930027e-01
Número de Horas paradas por exceso de viento: 1
Número de Horas paradas por déficit de viento: 403
Potencia Total Turbinada (kW): 5.133406e+06
Potencia Media Turbinada (kW): 5.860053e+02
Energía Total Turbinada (kWh): 5.133406e+06
Energía Máxima (kWh): 17520000
```

Ilustración 42. Resultados Aerogenerador E82-2 en localización Canadá H 3

Como se observa en las capturas mostradas, la simulación del aerogenerador E82-2 en la localización Canada_H_3, nos da una energía anual generada de 5,13 GWh, con un factor de capacidad de 0,29 y un total de horas de funcionamiento anuales de 8.356 horas. Potencia media turbinada de 586 kW.

B. Análisis Resultados.

Del análisis de las simulaciones anteriores podemos sacar las siguientes conclusiones:

- Los modelos G80, G90 y E82-2, de potencia nominal 2.000 kW, generan una energía anual de 3.64 GWh, 4.72 GWh y 5,13 GWh respectivamente. Lo que se traduce que cada modelo aumenta la energía generada respecto al anterior en 29,7% y 8,7%, para un número de horas de funcionamiento aproximado para las tres simulaciones de unas 8.350 horas. Por lo que desde el punto de vista energético el modelo de máquina más eficiente sería el E82-2.

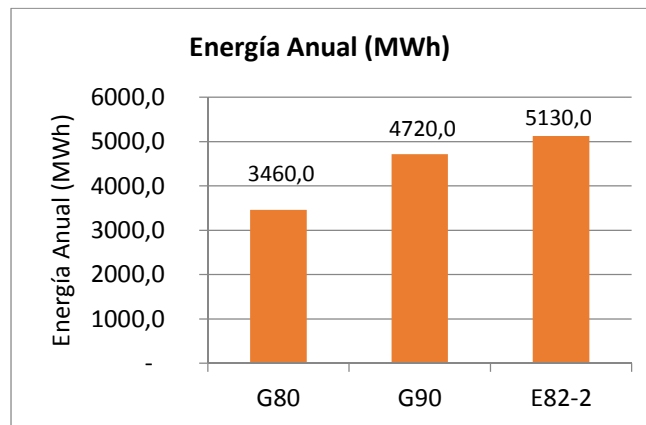


Ilustración 43. Energía Generada Aerogenerador G80, G90 y E82-2 en localización Canadá H 3

- Al igual que ocurriera en el caso práctico anterior, la diferencia de generación para máquinas de igual potencia nominal es debido a la característica de la curva de potencia. Como se muestra en las gráficas inferiores, cada modelo alcance el punto de funcionamiento permanente a una velocidad de viento menor. Esta demostración confirma lo ya adelantado por el fabricante Gamesa, el cual decía que para una zona de bajos vientos su modelo G90 tenía mejor comportamiento frente al modelo G80.

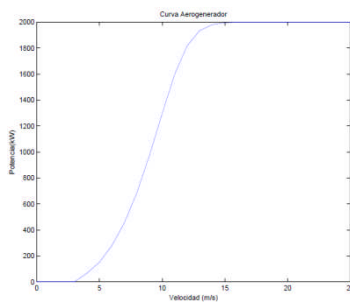


Ilustración34. Curva de Potencia G80

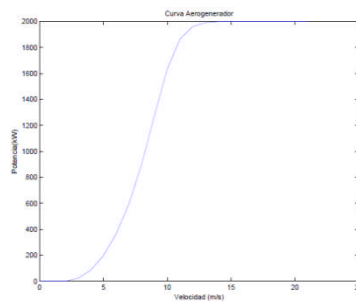


Ilustración 37. Curva de Potencia G90

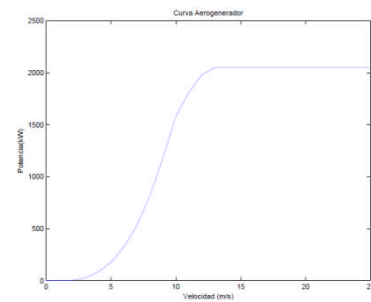


Ilustración 40. Curva de Potencia E82-2

2.7 Caso Práctico 3. (2) Aerogeneradores distinta Potencia Nominal Vs (1) Localización

Mediante el programa desarrollado vamos a mostrar los resultados de simular los aerogeneradores modelo G80 y G58, de potencia nominal 2.000 kW y 850 kW respectivamente, en la localización 285.

A. Resultados Simulación.

- Modelo G80

Aerogenerador del fabricante Gamesa de potencia nominal 2.000 kW, diámetro de rotor de 80 metros, y altura del buje 60/67/78/100 metros. Aerogenerador con multiplicadora, generador doblemente alimentado (Indica por el fabricante para emplazamiento con vientos altos).

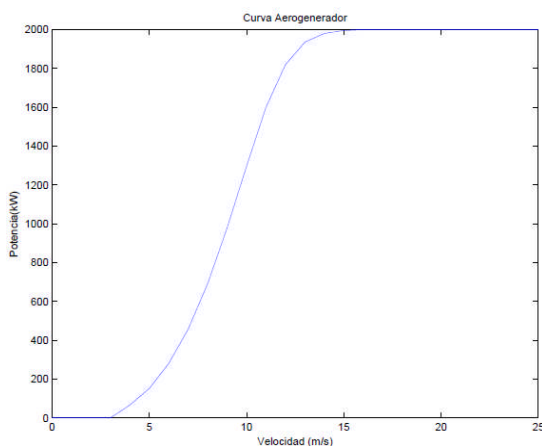


Ilustración 44. Curva de Potencia Aerogenerador G80

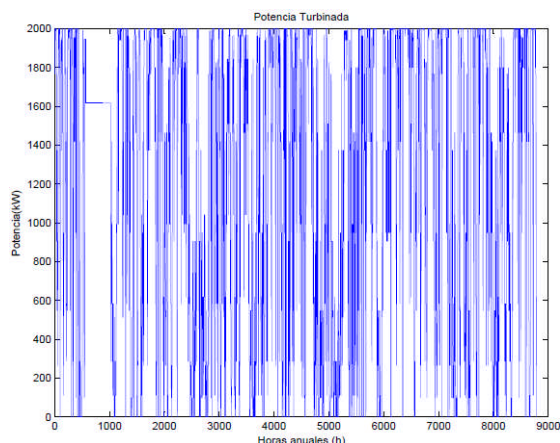


Ilustración 45. Curva de Potencia Generada Aerogenerador G80 en localización 285 (Holanda)

```
Localización: 285
Modelo de Turbina: G80
Altura Turbina (m): 78
Velocidad Media (m/s): 1.109055e+01
Velocidad Mediana (m/s): 1.070723e+01
Velocidad Moda (m/s): 1.108425e+01
Factor de Capacidad: 6.335617e-01
Número de Horas paradas por exceso de viento: 83
Número de Horas paradas por déficit de viento: 23
Potencia Total Turbinada (kW): 1.113041e+07
Potencia Media Turbinada (kW): 1.267123e+03
Energía Total Turbinada (kWh): 1.113041e+07
Energía Máxima (kWh): 17568000
```

Ilustración 46. Resultados Aerogenerador G80 en localización 285 (Holanda)

Como se observa en las capturas mostradas, la simulación del aerogenerador G80 en la localización 285, nos da una energía anual generada de 11,13 GWh, con un factor de capacidad de 0,63 y un total de horas de funcionamiento anuales de 8.644 horas. Potencia media turbinada de 1.267 kW.

- Modelo G58

Aerogenerador del fabricante Gamesa de potencia nominal 850 kW, diámetro de rotor de 58 metros, y altura del buje 44/55/65/71 metros. Aerogenerador con multiplicadora, generador doblemente alimentado.

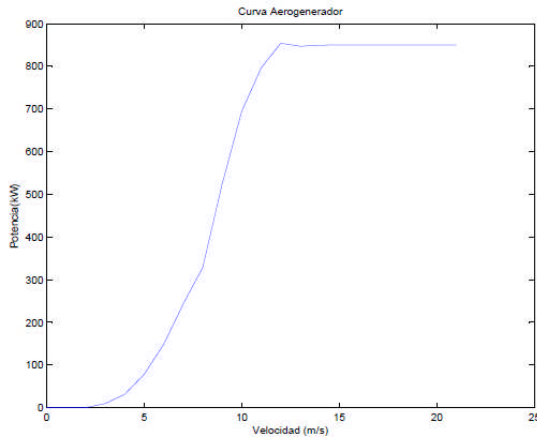


Ilustración 47. Curva de Potencia Aerogenerador G58

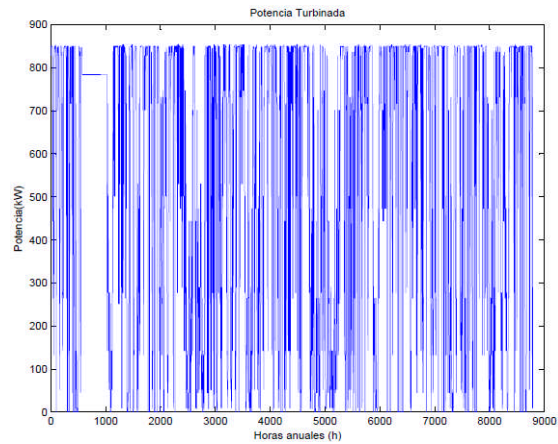


Ilustración 48. Curva de Potencia Generada Aerogenerador G58 en localización 285 (Holanda)

```
Localización: 285
Modelo de Turbina: G58
Altura Turbina (m): 71
Velocidad Media (m/s): 1.088393e+01
Velocidad Mediana (m/s): 1.050776e+01
Velocidad Moda (m/s): 1.087775e+01
Factor de Capacidad: 6.630637e-01
Número de Horas paradas por exceso de viento: 235
Número de Horas paradas por déficit de viento: 23
Potencia Total Turbinada (kW): 4.950699e+06
Potencia Media Turbinada (kW): 5.636042e+02
Energía Total Turbinada (kWh): 4.950699e+06
Energía Máxima (kWh): 7466400
```

Ilustración 49. Resultados Aerogenerador G58 en localización 285 (Holanda)

Como se observa en las capturas mostradas, la simulación del aerogenerador G58 en la localización 285, nos da una energía anual generada de 4,95 GWh, con un factor de capacidad de 0,66 y un total de horas de funcionamiento anuales de 8.412 horas. Potencia media turbinada de 563 kW.

B. Análisis Resultados.

Del análisis de las simulaciones anteriores podemos sacar las siguientes conclusiones:

- Los modelos G80 y G58, de potencia nominal 2.000 kW y 850 kW respectivamente, generan una energía anual de 11,13 GWh y 4,95 GWh respectivamente en la misma localización.

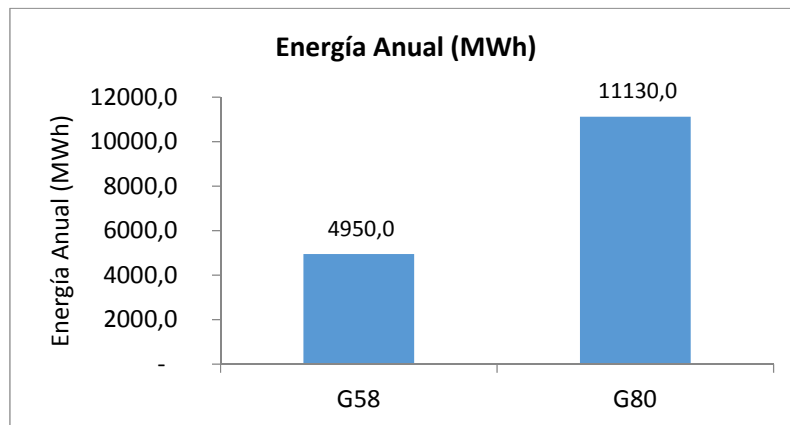


Ilustración 50. Energía Generada Aerogenerador G80 y G58 en localización 285 (Holanda)

- Atendiendo al factor de capacidad ambos modelos tienen un valor similar entorno al 0,64, por lo que podemos decir que ambas máquinas están funcionando a un buen rendimiento respecto su máxima capacidad de producción, pero atendiendo a la eficiencia eólica, el modelo G58 no está aprovechando todo el recurso eólico disponible en la localización, como queda claro en la comparación anterior.

Con este ejemplo, queda demostrado que el factor de capacidad por sí solo, no es el mejor parámetro de evaluar la eficiencia de un aerogenerador eólico en una determinada localización.

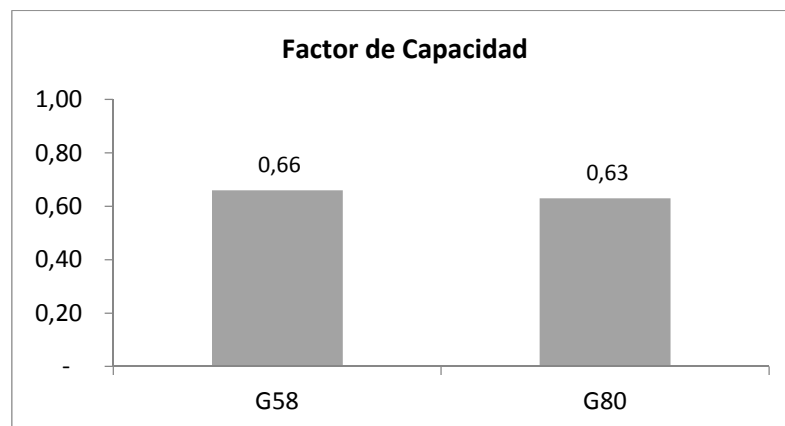


Ilustración 51. Factor de Capacidad Aerogenerador G80, G90 y E82-2 en localización Canadá H 3

3 Simulación de un Aerogenerador “X” para N localizaciones “L”

Mediante Matlab se ha programado un algoritmo el cual introduciendo un modelo de generador de los existentes en la base de datos, simula su comportamiento en todas las localizaciones existentes en la base de datos.

La indicada simulación nos permite conocer cómo se comporta el mismo aerogenerador en diferentes localizaciones con tipos de viento muy diferentes. Si realizamos las siguientes hipótesis:

- 1.- Todas las localizaciones pertenecen a una misma región de extensión $N \times N \text{ km}^2$, considerándolas como diferentes puntos de medición de la región.
- 2.- En la extensión estudiada, solo se van a instalar un único modelo de aerogenerador.

Podríamos simular el comportamiento del parque eólico de la citada región, lo cual nos permitiría por ejemplo conocer cuál sería la aeroturbina o aerogenerador óptimo para toda región.

3.1 Elección del Aerogenerador

El programa nos pide que introduzcamos el modelo del generador de una lista que nos muestra por pantalla mediante el archivo “Datos Aerogeneradores.txt”. Este archivo muestra fabricante, modelo, potencia (kW) y altura del buje (m) de cada aerogenerador. Una vez introducido el modelo exacto, con el nombre del modelo tal como se muestra en el archivo, se carga el archivo correspondiente con la información del aerogenerador, para mostrar por pantalla figura 1 la curva de potencia asociada.

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
a=pwd;
cd('Datos Aerogeneradores')
open('Datos Aerogeneradores.txt')
nombre1=input('Introduzca Modelo Aerogenerador:', 's');

WSPTable=importdata([nombre1, '.txt']); % Archivo.txt con Datos del aerogenerador
[mwSP,n]=size(WSPTable);
WS=WSPTable(2:mwSP,1); % Look-up Table viento (m/s)
Power=WSPTable(2:mwSP,2); % Look-up Table Potencia (kw)
HT=WSPTable(1,1); % Altura del Rotor
Prated=WSPTable(1,2); % Potencia Nominal Aerogenerador

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%% Lectura de los archivos .txt de velocidades para los n sitios %%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

cd(a)
cd('Datos viento')
D=dir('*.txt'); % Búsqueda de Ficheros
numfichero=size(D,1); % Número de ficheros en la Carpeta
```

Ilustración 52. Algoritmo Carga información Aerogenerador

Ejemplo.

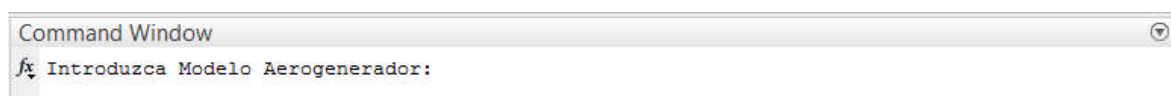
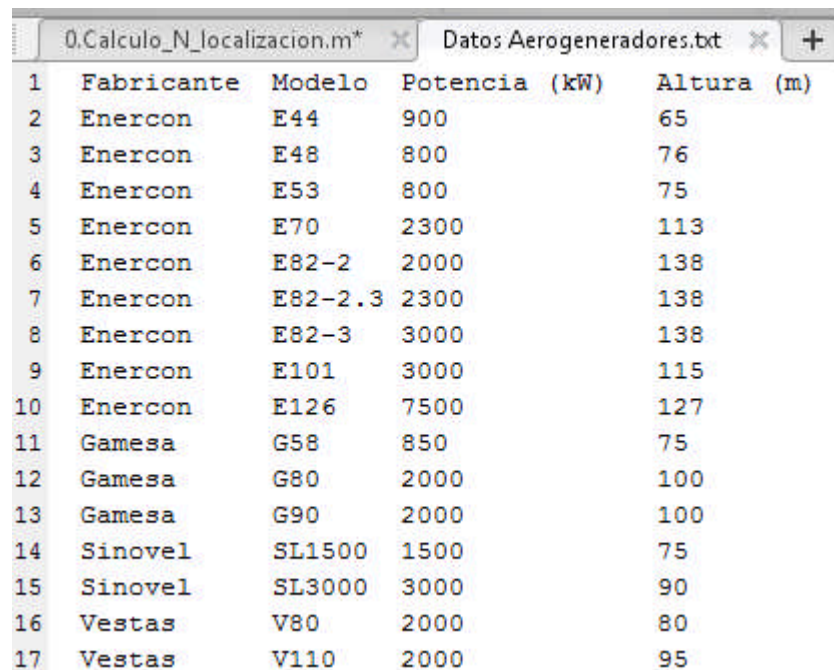


Ilustración 53. Captura de Pantalla. Modelo de Turbina



	Fabricante	Modelo	Potencia (kW)	Altura (m)
1				
2	Enercon	E44	900	65
3	Enercon	E48	800	76
4	Enercon	E53	800	75
5	Enercon	E70	2300	113
6	Enercon	E82-2	2000	138
7	Enercon	E82-2.3	2300	138
8	Enercon	E82-3	3000	138
9	Enercon	E101	3000	115
10	Enercon	E126	7500	127
11	Gamesa	G58	850	75
12	Gamesa	G80	2000	100
13	Gamesa	G90	2000	100
14	Sinovel	SL1500	1500	75
15	Sinovel	SL3000	3000	90
16	Vestas	V80	2000	80
17	Vestas	V110	2000	95

Ilustración 54. Captura de Pantalla. Base de Datos de Aerogeneradores

3.2 Carga de Base de Datos y Cálculos

Una vez definida el modelo de aerogenerador, cargamos toda la base de datos de localizaciones para simular su comportamiento. Para lo cual, el programa se dirigirá a la carpeta “Datos Viento” donde se encuentran todos los 67 archivos .txt con la información de las diferentes localizaciones o puntos de medida de viento.

Una vez cargada la base de datos, realizaremos un proceso iterativo consistente en:

- 1.- Cargar datos de velocidad de viento del fichero f.
- 2.- Rectificación de las velocidades de la localización f para la altura del buje del aerogenerador.
- 3.- Cálculo de la potencia turbina en cada periodo, al pasar la velocidades por la curva de potencia del aerogenerador.
- 4.- Calculo del Factor de capacidad de la localización.
- 5.- Cálculo de la Potencia media y Potencia mediana
- 6.- Cálculo de la Velocidad media y Velocidad mediana a la altura del rotor.

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%  
Lectura de los archivos .txt de velocidades para los n sitios  
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%  
  
cd(a)  
cd('Datos viento')  
D=dir('*.txt'); % Búsqueda de Ficheros  
numfichero=size(D,1); % Número de ficheros en la Carpeta  
  
fc=zeros(numfichero,1);  
vm=zeros(numfichero,1);  
vmdn=zeros(numfichero,1);  
vmd=zeros(numfichero,1);  
Ptm=zeros(numfichero,1);  
Ptmdn=zeros(numfichero,1);  
Eanual=zeros(numfichero,1);  
nhcv_v=zeros(numfichero,1);  
nhdv_v=zeros(numfichero,1);  
Emax=zeros(numfichero,1);  
  
for f=1:numfichero  
    Mdatos=dlmread(D(f).name(1,:)); % Archivo.txt con Datos de la localización  
    Mdatos=importdata(D(f).name(1,:)); % Archivo.txt con Datos de la localización  
    [mdatos,n]=size(Mdatos);  
    Hw=Mdatos(1,1);  
    wSdatos=Mdatos(2:mdatos,1);
```

```

%% Rectificación de la velocidad a la Altura Rotor
alfa=0.2;
WSR=WSdatos.*(HT/Hw)^alfa;      % Fórmula de rectificación de Altura
                                   % según UNE61400-1

%% Nota: Antes de interpolar se comprueba que todas las componentes
%% del vector velocidad son admisibles, es decir mayores que cero, en
%% caso de que la velocidad media en ese periodo no sea válida se
%% sustituye por la velocidad media 24 horas antes.

nv=length(WSR);
for i=1:nv
    if WSR(i)< 0
        WSR(i)=WSR(i-24);
    end
end

```

```

%% Potencia Turbinada
% Nota: Se pasa el vector de velocidades rectificadas a la altura del
% rotor de la turbina por la curva característica.

Pt=interp1(WS,Power,WSR,'linear');
nhev=0;
nhdv=0;
for i=1:length(wsdatos)
    if WSR(i)> max(WS)
        Pt(i)=0;
        nhev=nhev+1;
        % Si la velocidad de viento > max. velocidad de viento permitida, el
        % Aerogenerador se pone en posición segura (No turbina).
    end
    if WSR(i)==0
        Pt(i)=0;
        nhdv=nhdv+1;
        % Si la velocidad de viento = 0, el aerogenerador no turbina
    end
end
fc(f)=sum(Pt)/(Prated*length(Pt)); % Factor de Capacidad
vm(f)=mean(WSR); % Velocidad Media
vmdn(f)=median(WSR); % Velocidad Mediana
vmd(f)=mode(WSR); % Velocidad Moda
Ptm(f)=mean(Pt); % Potencia Media
Ptmdn(f)=median(Pt); % Potencia Mediana
Eanual(f)=sum(Pt); % Energía Anual
nhev_v(f)=nhev; % Número de Horas paradas por exceso de viento
nhdv_v(f)=nhdv; % Número de Horas paradas por déficit de viento
Emax(f)=Prated*length(Pt); % Energía Máxima

end

```

Ilustración 55. Algoritmo del Proceso Iterativo cálculo de la potencia turbina por el aerogenerador en todas las localizaciones cargadas de la base de datos.

3.3 Presentación de Resultados

Se mostrará por pantalla las siguientes curvas:

- Curva de Potencia del aerogenerador propuesto.
- Gráfica de Factor de capacidad frente Velocidad media.
- Gráfica de Factor de capacidad frente Velocidad mediana.
- Gráfica de Factor de capacidad frente Potencia media.
- Gráfica de Factor de capacidad frente Potencia mediana.
- Gráfica de Energía anual generada por cada aerogenerador.
- Además toda la información mostrada por pantalla será guardada en un archivo de texto en una tabla con 10 columnas, y tantas filas como localizaciones o puntos de medida existan en la simulación.
 - o Columna 1. Factor de Capacidad
 - o Columna 2. Velocidad media del viento
 - o Columna 3. Velocidad mediana del viento
 - o Columna 4. Velocidad moda
 - o Columna 5. Potencia media
 - o Columna 6. Potencia mediana
 - o Columna 7. Energía Anual
 - o Columna 8. Número de Horas paradas por exceso de viento
 - o Columna 9. Número de Horas paradas por déficit de viento
 - o Columna 10. Energía Máxima

Este archivo de texto recibirá el nombre “Resultado _modelo aerogenerador”.txt, con el modelo de aerogenerador que estemos simulando.

- De la misma manera generaremos un segundo archivo de texto, denominado “modelo aerogenerador”.txt, el cual recogerá la siguiente información, pero para los valores promediado para toda la región.

Modelo de Turbina:	----
Altura Turbina (m):	----
Valores promediados del conjunto de la región	
Velocidad Media (m/s):	----
Velocidad Mediana (m/s):	----
Velocidad Moda (m/s):	----
Factor de Capacidad:	----
Número de Horas paradas por exceso de viento:	----
Número de Horas paradas por déficit de viento:	----

Potencia Total Turbinada (kW):	----
Potencia Media Turbinada (kW):	----
Energía Total Turbinada (kWh):	----
Energía Total Máxima (kWh):	----

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Representación de Resultados %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
figure(1)                                % Curva Característica del Generador
plot(wS,Power)
title('Curva Aerogenerador')
xlabel('velocidad (m/s)')
ylabel('Potencia(kw)')
figure(2)                                % Curva Factor de Capacidad vs velocidad Media
plot(vn,fc,'.')
title('Factor de Capacidad vs velocidad Media')
xlabel('velocidad Media (m/s)')
ylabel('Factor de Capacidad')
figure(3)                                % Curva Factor de Capacidad vs velocidad Mediaana
plot(vmdn,fc,'.')
title('Factor de Capacidad vs velocidad Mediana')
xlabel('velocidad Mediana (m/s)')
ylabel('Factor de Capacidad')
figure(4)                                % Curva Factor de Capacidad vs Potencia Media
plot(Ptm,fc,'.')
title('Factor de Capacidad vs Potencia Media')
xlabel('Potencia Media (kw)')
ylabel('Factor de Capacidad')
figure(5)                                % Curva Factor de Capacidad vs Potencia Mediana
plot(Ptmdn,fc,'.')
title('Factor de Capacidad vs Potencia Mediana')
xlabel('Potencia Mediana (kw)')
ylabel('Factor de Capacidad')
figure(6)                                % Diagrama Energía anual
bar(Eanual/10^6)
title('Energía Anual')
ylabel('Energía anual(Gwh)')

% Creación de archivo.txt con:
% - Columna 1. Factor de Capacidad
% - Columna 2. velocidad media del viento
% - Columna 3. velocidad mediana del viento
% - Columna 4. velocidad moda
% - Columna 5. Potencia media
% - Columna 6. Potencia mediana
% - Columna 7. Energía Anual
% - Columna 8. Número de Horas paradas por exceso de viento
% - Columna 9. Número de Horas paradas por déficit de viento
% - Columna 10. Energía Máxima

Result=[fc,vm,vmdn,vmd,Ptm,Ptmdn,Eanual,nhev_v,nhdv_v,Emax];
cd(a)
mkdir('Resultados')
cd('Resultados')

%Archivo con resultados
dlmwrite(['Resultados ',nombre1,'.txt'],Result,'delimiter','\t','precision', '%.2f');

%Archivo con Resumen resultados
fi=fopen([nombre1,'.txt'],'w+');
fprintf(fi,'Modelo de Turbina: %s\n',nombre1);
fprintf(fi,'Altura Turbina (m): %d\n',HT);
fprintf(fi,'valores promediados del conjunto de la región: %s\n',0);
fprintf(fi,'velocidad Media (m/s): %d\n',mean(vm));
fprintf(fi,'velocidad Mediana (m/s): %d\n',mean(vmdn));
fprintf(fi,'velocidad Moda (m/s): %d\n',mean(vmd));
fprintf(fi,'Factor de Capacidad: %d\n',mean(fc));
fprintf(fi,'Número de Horas paradas por exceso de viento: %d\n',sum(nhev_v));
fprintf(fi,'Número de Horas paradas por déficit de viento: %d\n',sum(nhdv_v));
fprintf(fi,'Potencia Total Turbinada (kw): %d\n',mean(Ptm));
fprintf(fi,'Potencia Media Turbinada (kw): %d\n',mean(Ptmdn));
fprintf(fi,'Energía Total Turbinada (kwh): %d\n',sum(Eanual));
fprintf(fi,'Energía Total Máxima (kwh): %d\n',sum(Emax));
st = fclose(fi);
cd(a)

```

Ilustración 56. Algoritmo Presentación de Resultados y generación de gráficos

3.4 Caso Práctico 4.

Para los siguientes casos prácticos vamos a proceder a la instalación de tantos aerogeneradores como puntos de medida de viento (localizaciones) disponemos en la región. Es decir, en nuestra región se van a instalar 67 aerogeneradores. Con las siguientes simulaciones deberíamos ser capaces de tomar la decisión del modelo de aerogenerador más adecuado para la región, teniendo en cuenta la hipótesis de partida que vamos a instalar un único modelo.

3.4.1 Caso Práctico 4A. Simulación del aerogenerador modelo G80.

Vamos a realizar la simulación con el modelo G58 del fabricante Gamesa de potencia nominal 2.000 kW, diámetro de rotor de 80 metros, y altura del buje 60/67/78/100 metros. Aerogenerador con multiplicadora, generador doblemente alimentado, el cual es indica por el fabricante para emplazamiento con vientos altos.

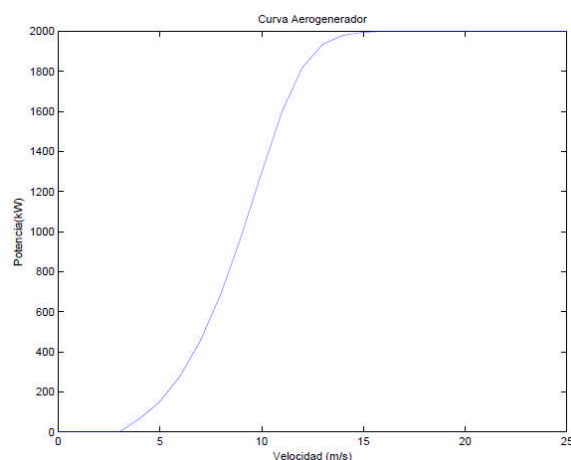


Ilustración 57. Curva de Potencia Aerogenerador G80

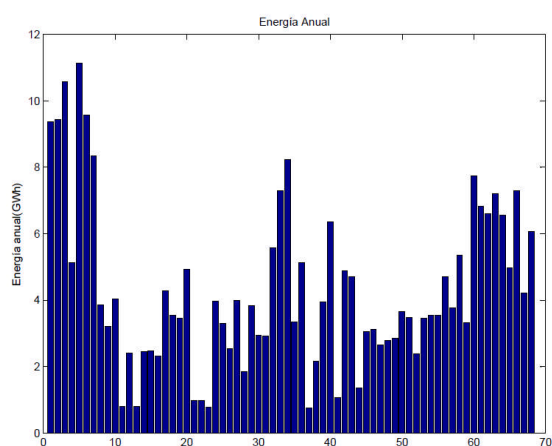


Ilustración 58. Energía Generada Aerogenerador G80 (Región)

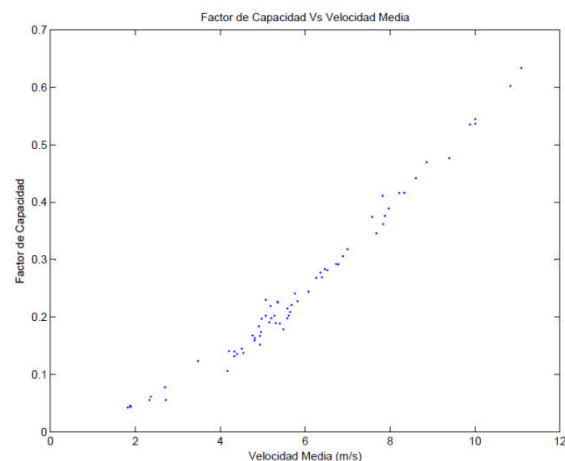


Ilustración 59. Factor de Capacidad Vs Velocidad Media Aerogenerador G80 (Región)

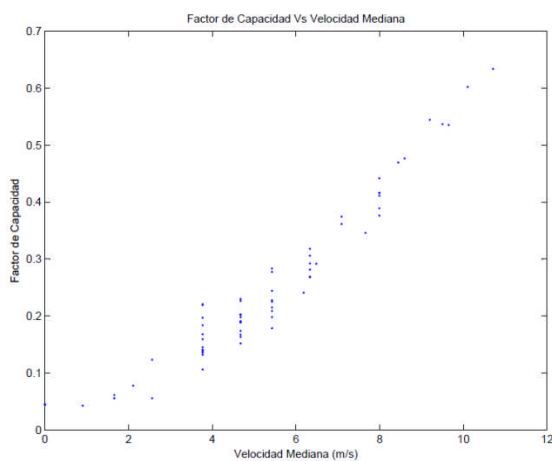


Ilustración 60. Factor de Capacidad Vs Velocidad Mediana Aerogenerador G80 (Región)

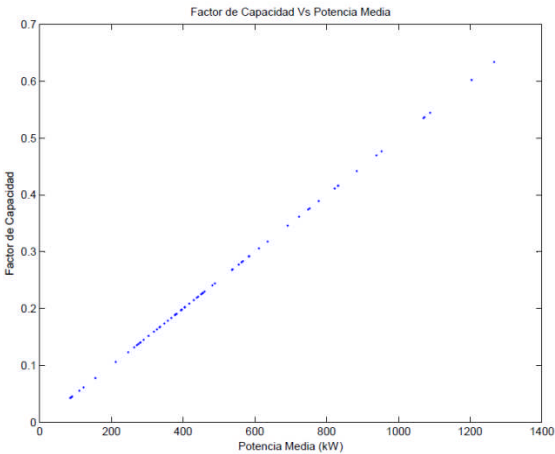


Ilustración 61. Factor de Capacidad Vs Potencia Media
 Aerogenerador G80 (Región)

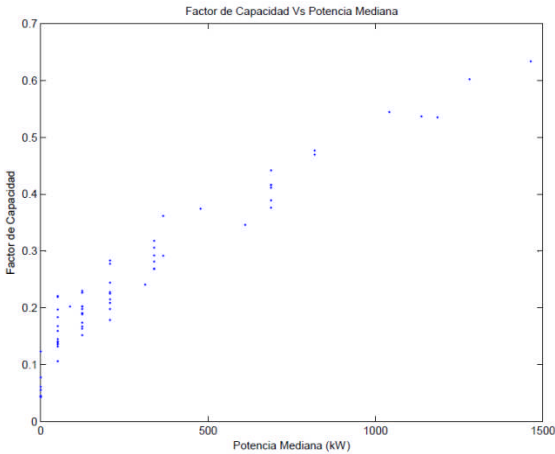


Ilustración 62. Factor de Capacidad Vs Potencia Mediana
 Aerogenerador G80 (Región)

Resultados promediados de los 67 aerogeneradores para toda la región de estudio:

Modelo de Turbina:	G80
Altura Turbina (m):	78
Valores promediados del conjunto de la región	
Velocidad Media (m/s):	5,82
Velocidad Mediana (m/s):	5,25
Velocidad Moda (m/s):	3,50
Factor de Capacidad:	0,25
Número de Horas paradas por exceso de viento:	679
Número de Horas paradas por déficit de viento:	77.116
Potencia Total Turbinada (kW):	493,3209
Potencia Media Turbinada (kW):	296,2590
Energía Total Turbinada (kWh):	294.026.100
Energía Total Máxima (kWh):	1.191.792.000

3.4.2 Caso Práctico 4B. Simulación del aerogenerador modelo G90.

Vamos a realizar la simulación con el modelo G90 de Gamesa el cual es recomendado obtener las mejores prestaciones en localizaciones con vientos bajos. La potencia nominal del aerogenerador es 2.000 kW, diámetro de rotor de 90 metros, y altura del buje 67/78/100 metros. Aerogenerador con multiplicadora, generador doblemente alimentado.

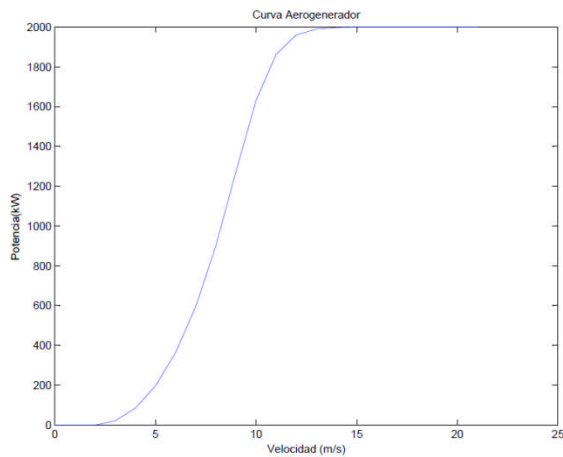


Ilustración 63. Curva de Potencia Aerogenerador G90

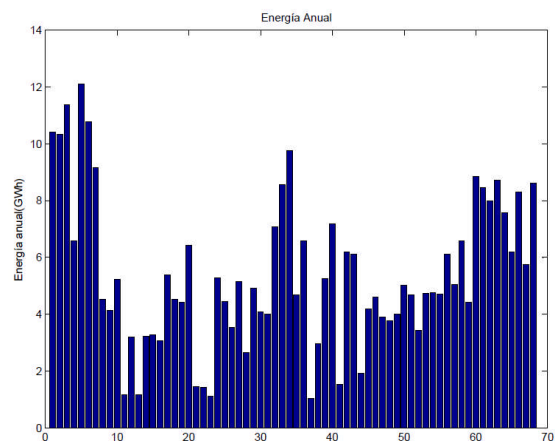


Ilustración 64. Energía Generada Aerogenerador G90 (Región)

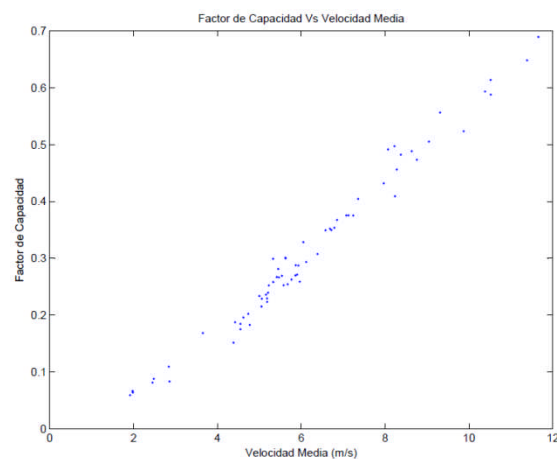


Ilustración 65. Factor de Capacidad Vs Velocidad Media Aerogenerador G90 (Región)

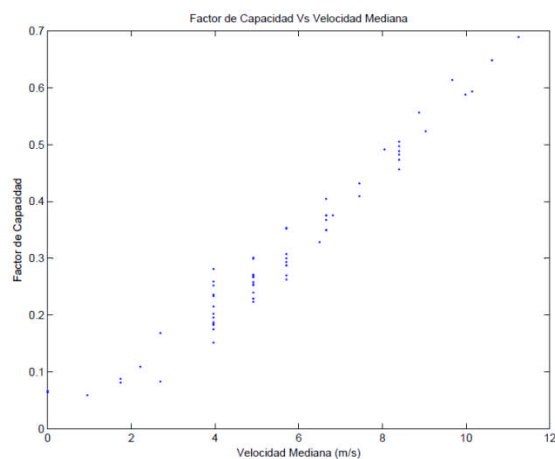


Ilustración 66. Factor de Capacidad Vs Velocidad Mediana Aerogenerador 90 (Región)

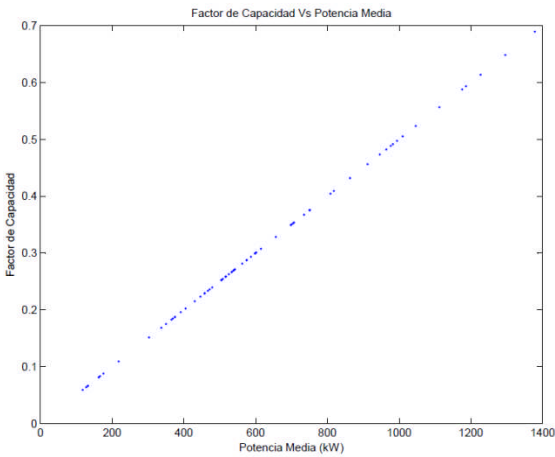


Ilustración 67. Factor de Capacidad Vs Potencia Media
Aerogenerador G90 (Región)

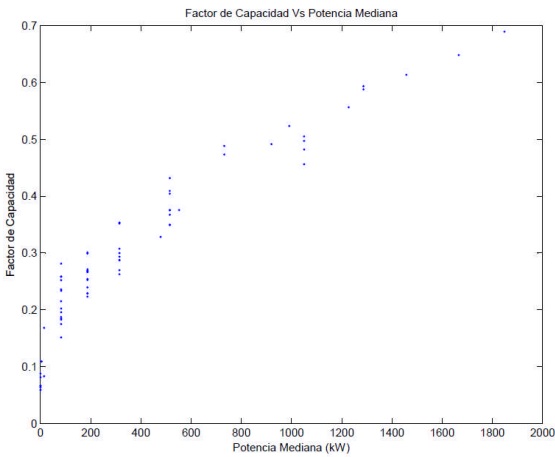


Ilustración 68. Factor de Capacidad Vs Potencia Mediana
Aerogenerador G90 (Región)

Resultados promediados de los 67 aerogeneradores para toda la región de estudio:

Modelo de Turbina:	G90
Altura Turbina (m):	100
Valores promediados del conjunto de la región	
Velocidad Media (m/s):	6,11
Velocidad Mediana (m/s):	5,51
Velocidad Moda (m/s):	3,08
Factor de Capacidad:	0,31
Número de Horas paradas por exceso de viento:	4.314
Número de Horas paradas por déficit de viento:	77.116
Potencia Total Turbinada (kW):	617,0952
Potencia Media Turbinada (kW):	408,4798
Energía Total Turbinada (kWh):	367.780.000
Energía Total Máxima (kWh):	1.191.792.000

3.4.3 Caso Práctico 4C. Simulación del aerogenerador modelo E82-2.

Vamos a realizar la simulación con el modelo E82-2 de Enercon el cual es recomendado obtener las mejores prestaciones en localizaciones con vientos bajos. La potencia nominal del aerogenerador es 2.000 kW, diámetro de rotor de 82 metros, y altura del buje 78/85/98/108/138 metros. Aerogenerador sin multiplicadora, generador síncrono.

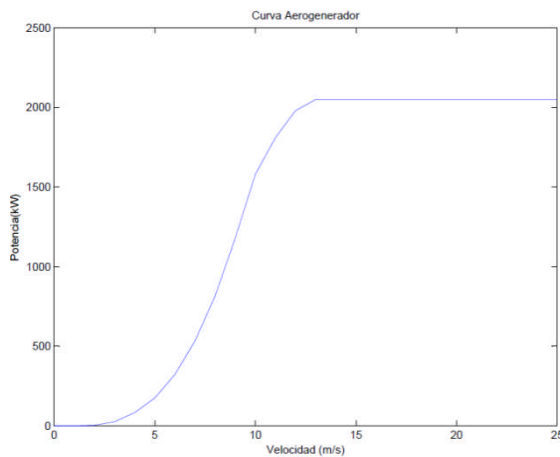


Ilustración 69. Curva de Potencia Aerogenerador E82-2

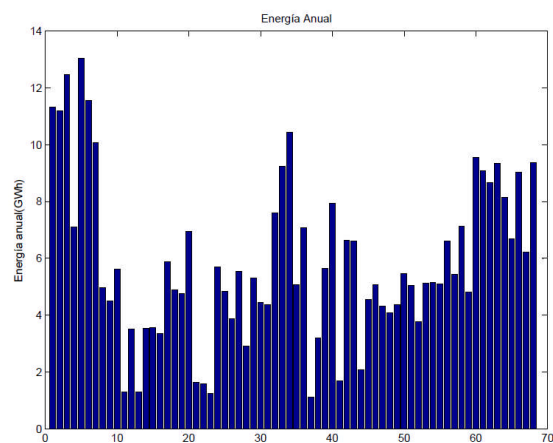


Ilustración 70. Energía Generada Aerogenerador E82-2 (Región)

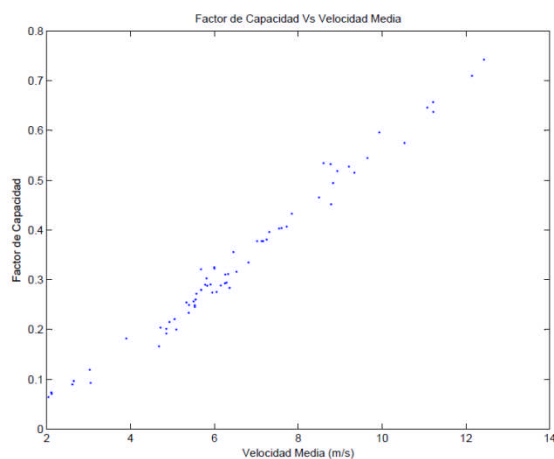


Ilustración 71. Factor de Capacidad Vs Velocidad Media Aerogenerador E82-2 (Región)

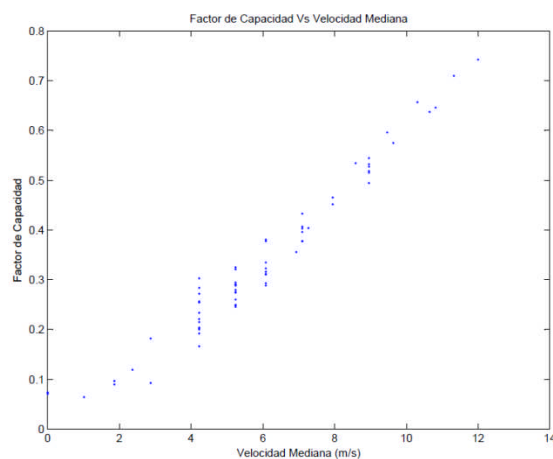


Ilustración 72. Factor de Capacidad Vs Velocidad Mediana Aerogenerador E82-2 (Región)

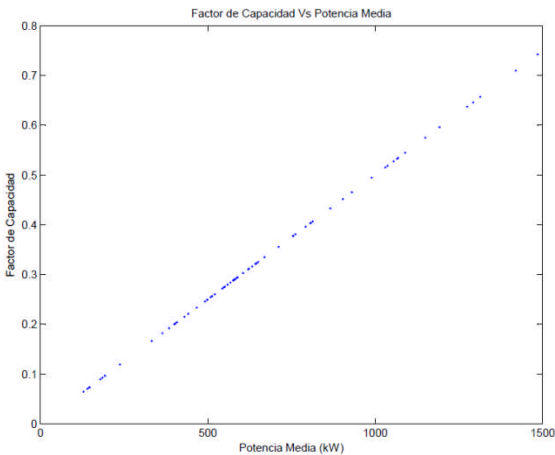


Ilustración 73. Factor de Capacidad Vs Potencia Media Aerogenerador E82-2 (Región)

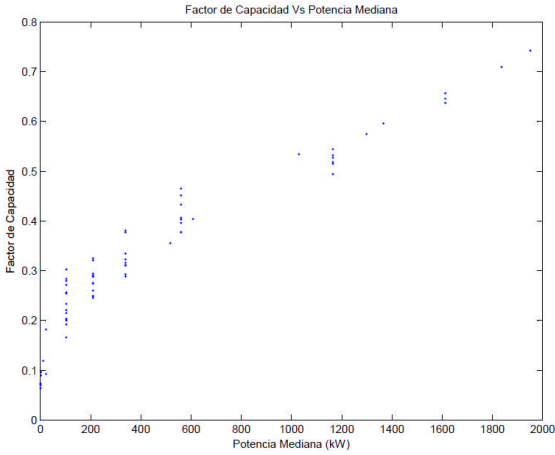


Ilustración 74. Factor de Capacidad Vs Potencia Mediana Aerogenerador E82-2 (Región)

Resultados promediados de los 67 aerogeneradores para toda la región de estudio:

Modelo de Turbina:	E82-2
Altura Turbina (m):	138
Valores promediados del conjunto de la región	
Velocidad Media (m/s):	6,52
Velocidad Mediana (m/s):	5,88
Velocidad Moda (m/s):	3,91
Factor de Capacidad:	0,33
Número de Horas paradas por exceso de viento:	2.092
Número de Horas paradas por déficit de viento:	77.116
Potencia Total Turbinada (kW):	668,8795
Potencia Media Turbinada (kW):	470,2777
Energía Total Turbinada (kWh):	398.642.500
Energía Total Máxima (kWh):	1.191.792.000

3.4.4 Caso Práctico 4D. Simulación del aerogenerador modelo G58.

Vamos a realizar la simulación con el modelo G58 de Gamesa el cual es recomendado obtener las mejores prestaciones en localizaciones con vientos bajos. La potencia nominal del aerogenerador es 850 kW, diámetro de rotor de 58 metros, y altura del buje 44/55/65/71 metros. Aerogenerador con multiplicadora, generador doblemente alimentado.

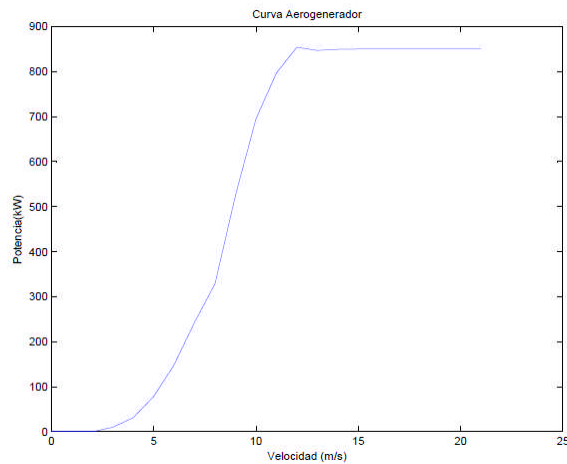


Ilustración 75. Curva de Potencia Aerogenerador G58

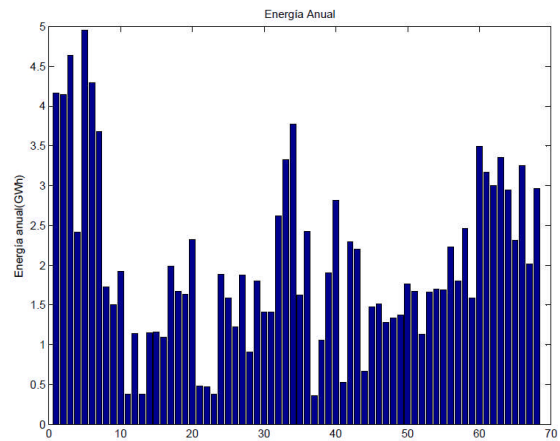


Ilustración 76. Energía Generada Aerogenerador G58 (Región)

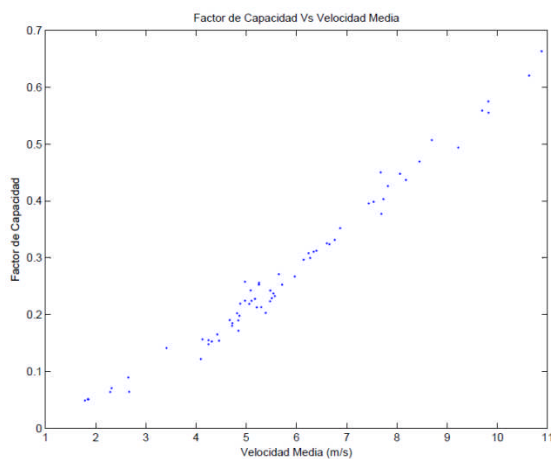


Ilustración 77. Factor de Capacidad Vs Velocidad Media Aerogenerador G58 (Región)

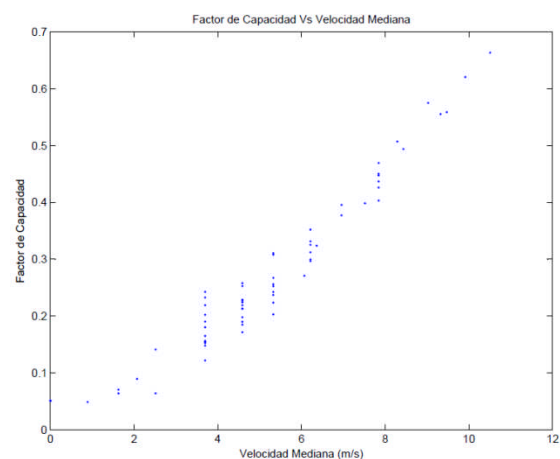


Ilustración 78. Factor de Capacidad Vs Velocidad Mediana Aerogenerador G58 (Región)

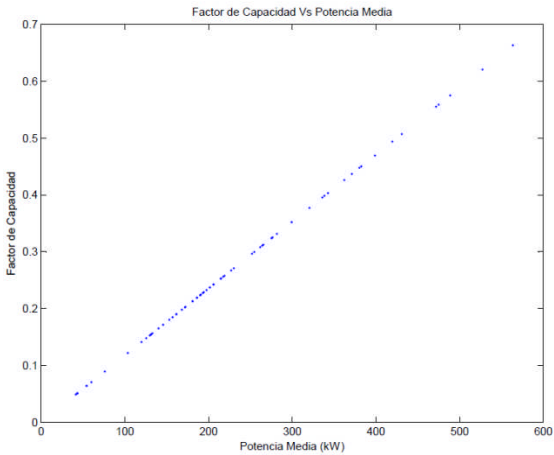


Ilustración 79. Factor de Capacidad Vs Potencia Media Aerogenerador G58 (Región)

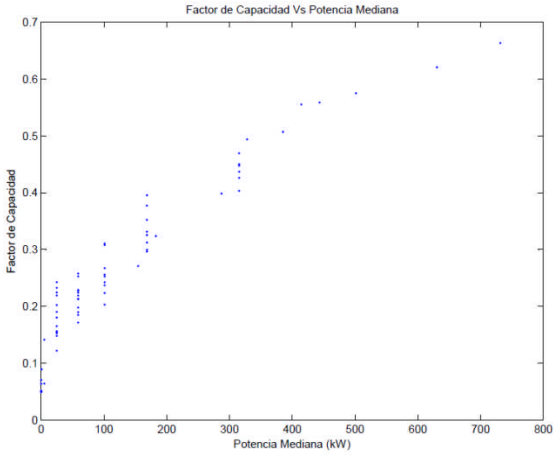


Ilustración 80. Factor de Capacidad Vs Potencia Media Aerogenerador G58 (Región)

Resultados promediados de los 67 aerogeneradores para toda la región de estudio:

Modelo de Turbina:	G58
Altura Turbina (m):	71
Valores promediados del conjunto de la región	
Velocidad Media (m/s):	5,71
Velocidad Mediana (m/s):	5,15
Velocidad Moda (m/s):	3,43
Factor de Capacidad:	0,27
Número de Horas paradas por exceso de viento:	2.718
Número de Horas paradas por déficit de viento:	77.116
Potencia Total Turbinada (kW):	229,2636
Potencia Media Turbinada (kW):	136,218
Energía Total Turbinada (kWh):	136.641.900
Energía Total Máxima (kWh):	506.511.600

3.4.5 Caso Práctico 4E. Simulación del aerogenerador modelo E44.

Vamos a realizar la simulación con el modelo E44 de Enercon de potencia nominal 900 kW, diámetro de rotor de 44 metros, y altura del buje 45/55/65 metros. Aerogenerador sin multiplicadora, generador síncrono.

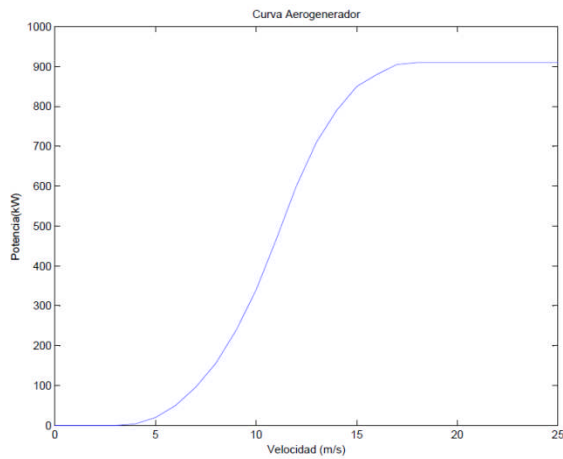


Ilustración 81. Curva de Potencia Aerogenerador E44

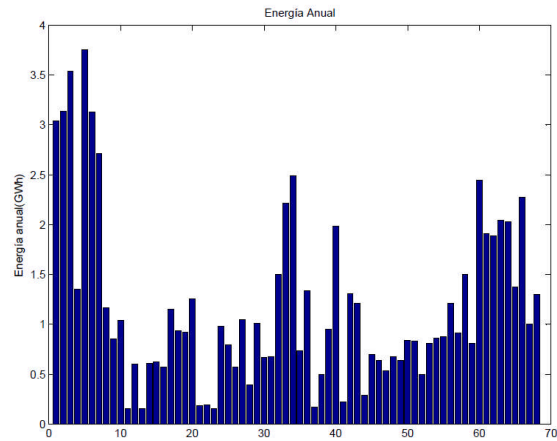


Ilustración 82. Energía Generada Aerogenerador E44 (Región)

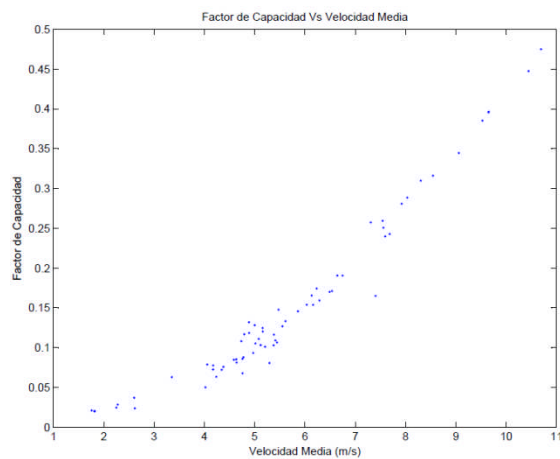


Ilustración 83. Factor de Capacidad Vs Velocidad Media Aerogenerador E44 (Región)

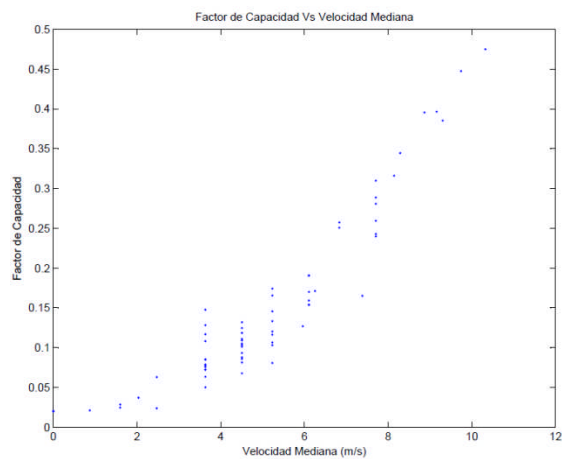
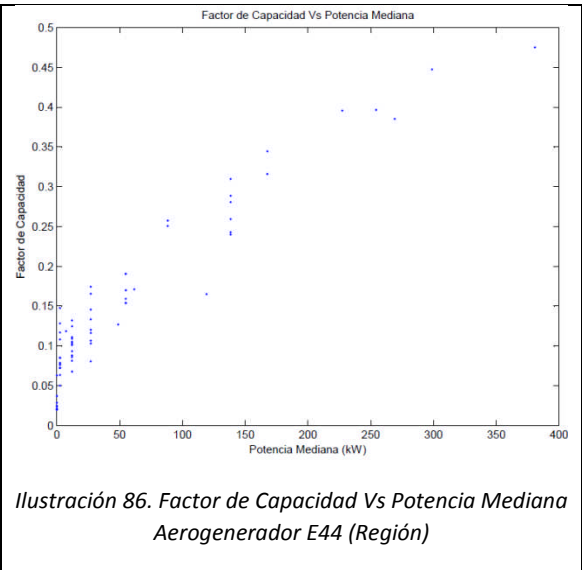
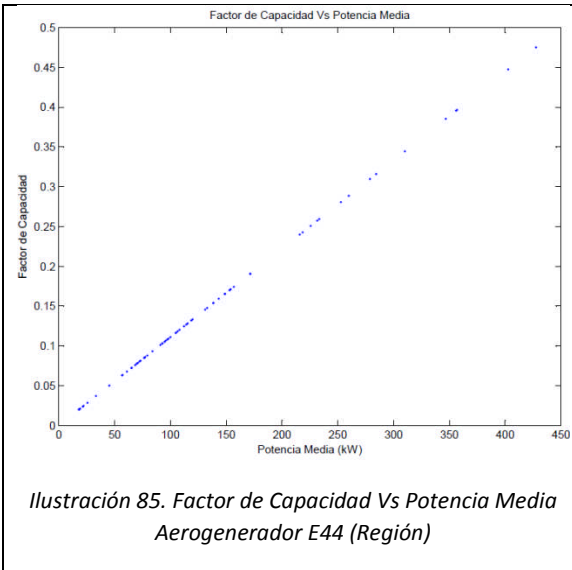


Ilustración 84. Factor de Capacidad Vs Velocidad Mediana Aerogenerador E44 (Región)



Resultados promediados de los 67 aerogeneradores para toda la región de estudio:

Modelo de Turbina:	E44
Altura Turbina (m):	65
Valores promediados del conjunto de la región	
Velocidad Media (m/s):	5,61
Velocidad Mediana (m/s):	5,06
Velocidad Moda (m/s):	3,37
Factor de Capacidad:	0,15
Número de Horas paradas por exceso de viento:	469
Número de Horas paradas por déficit de viento:	77.116
Potencia Total Turbinada (kW):	135,7693
Potencia Media Turbinada (kW):	55,31566
Energía Total Turbinada (kWh):	80.926.740
Energía Total Máxima (kWh):	536.306.400

3.4.6 Análisis de Resultados

- Se han simulado 5 aerogeneradores, 3 aerogeneradores de potencia nominal 2.000 kW y 2 aerogeneradores de potencia nominal 850 y 900 kW respectivamente. De estos vamos a intentar conocer cuál sería el aerogenerador ideal para la región en estudio, de la cual conocemos 67 puntos medida.
- Como se puede observar en las gráficas mostradas, se cumple la relación que a mayor velocidad en la zona (velocidad mediana y/o media) mayor potencia generada y por tanto mayor factor de capacidad. De la gráfica observamos, como la mayor parte de los puntos de medida, aproximadamente el 70%, se encuentran en una franja de velocidades media de 4-8 m/s, mientras que el 15% de los puntos se encuentra por encima y otro 15% por debajo de la franja.
- Cabe mencionar que los datos de velocidades son los mismos para todas las simulaciones y que la diferencia entre velocidades media, mediana y moda indicadas son debido a que son valores de velocidades rectificadas a la altura del rotor o buje, de cada uno de los aerogeneradores.
- Realizando un análisis de los factores de capacidad, observamos como para los aerogeneradores 1,2 y 3, de potencia nominal 2.000 kW, el factor de capacidad promedio de la región es 0,25, 0,31 y 0,33 respectivamente, mientras que para los aerogeneradores 4 y 5, de potencia nominal 850 y 900 kW, el factor de capacidad promedio de la región es 0,27 y 0,15.

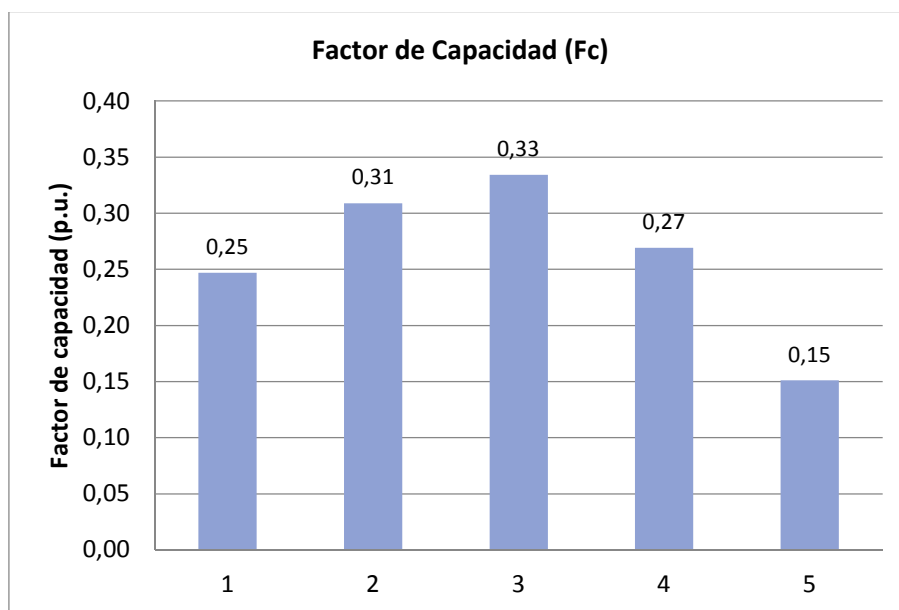


Ilustración 87. Factor de Capacidad para Aerogeneradores G80, G90, E82-2, G58 y E44

Destacamos que según el valor del factor de capacidad descartamos los aerogeneradores 5 (E44), cuyo factor de capacidad promedio de la región está por debajo de lo aceptable, y el aerogenerador 1(G80), que es el menor de los aerogeneradores de potencia nominal 2.000 kW. En este punto es de mencionar que como hemos indicado anteriormente las velocidades promedio de la región se encuentran en un 70% en un rango de 4-8 m/s, por lo que un aerogenerador, como es el aerogenerador 1 (G80), diseñado para sacar el mayor aprovechamiento de vientos altos, no es el más óptimo.

Llegado a este punto, nos quedamos pues analizando los aerogeneradores 2,3 y 4.

- Para definir que aerogenerador instalar, vamos a analizar la energía anual generada, que al final es lo que vamos a traducir en €, y lo que va a ser que nuestro proyecto sea rentable.

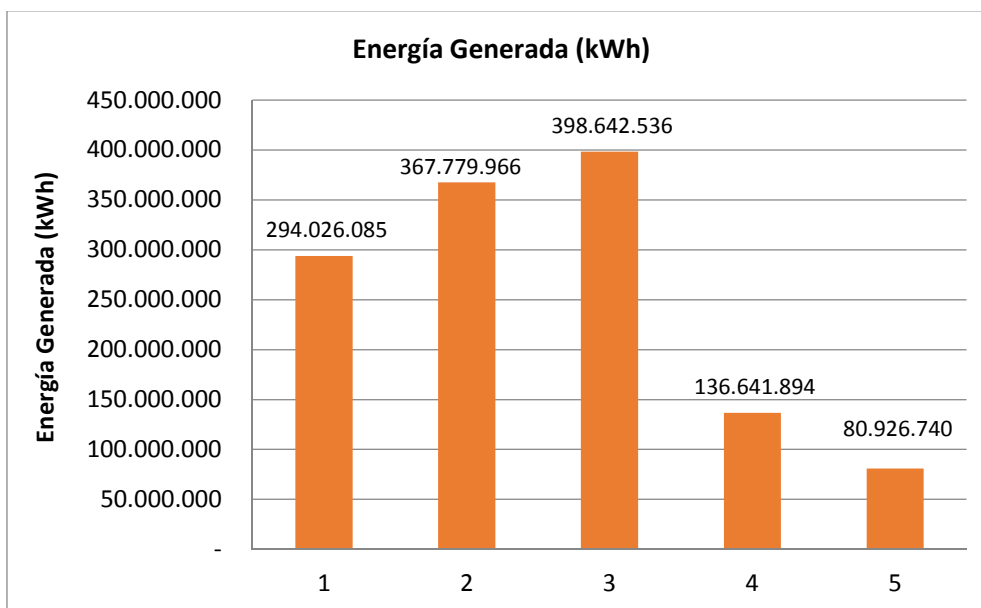


Ilustración 88. Energía Generada por los Aerogeneradores G80, G90, E82-2, G58 y E44

De los datos de generación: aerogenerador 2 (G90) 367.78 GWh, aerogenerador 3 (E82-2) 398.64 GWh y aerogenerador 4 (G58) 136.64 GWh, concluimos que finalmente descartamos la instalación del aerogenerador 4, ya que a pesar de tener un buen factor de capacidad, no hace un buen aprovechamiento del recurso eólico disponible.

Concluyendo, finalmente nos decantaríamos por la instalación del aerogenerador 3 (E82-2) o bien Aerogenerador 2 (G90), ambos recomendados para regiones con velocidades de vientos medias. La diferencia entre la energía generada entre ambos no es importante, por lo que el decantarnos por uno u otro dependerá de otros factores como puedan ser costes de adquisición, costes de mantenimiento, etc...

- Respecto a las horas de funcionamiento de los aerogeneradores, podemos hacer los siguientes comentarios generales:

De las 8.760 horas máximas de funcionamiento por aerogenerador, podemos calcular el total de 595.680 horas de máximo de funcionamiento para toda la región.

En las cuales en las siguientes gráficas se muestran las horas de no funcionamiento de cada uno de los modelos de aerogeneradores. En la primera gráfica por exceso de viento, es decir, superar la velocidad de corte, y en la segunda gráfica por déficit de viento, es decir, no llegar a la velocidad de arranque.

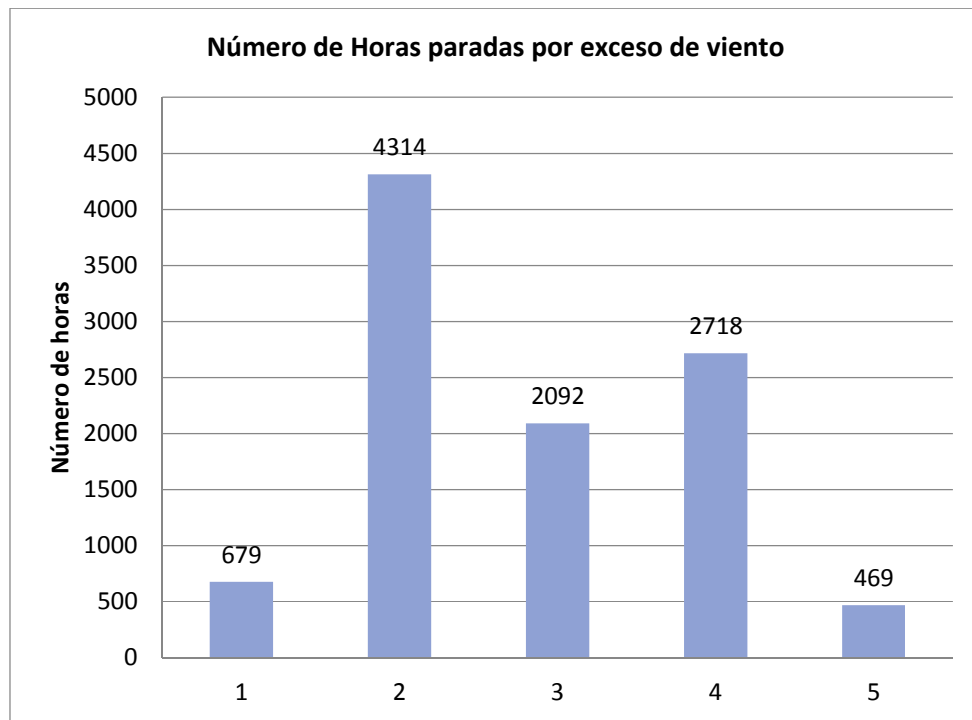


Ilustración 89. Número de Horas paradas por exceso de viento para los Aerogeneradores G80, G90, E82-2, G58 y E44

Respecto a las horas totales de parada en la región, vemos como para las máquinas de potencia nominal 2000 kW; el aerogenerador 2 (G90) es el que está más horas de parada seguido de los aerogeneradores 3 (E82-2) y aerogenerador 1 (G80). Luego se concluye que los aerogeneradores 2 y 3 a pesar de estar más horas paradas, son los aerogeneradores que más energía generan, como se vio anteriormente.

Para las máquinas de menor potencia nominal, el aerogenerador 4 (G58), es el que más horas se encuentra en parada por superar la velocidad de corte.

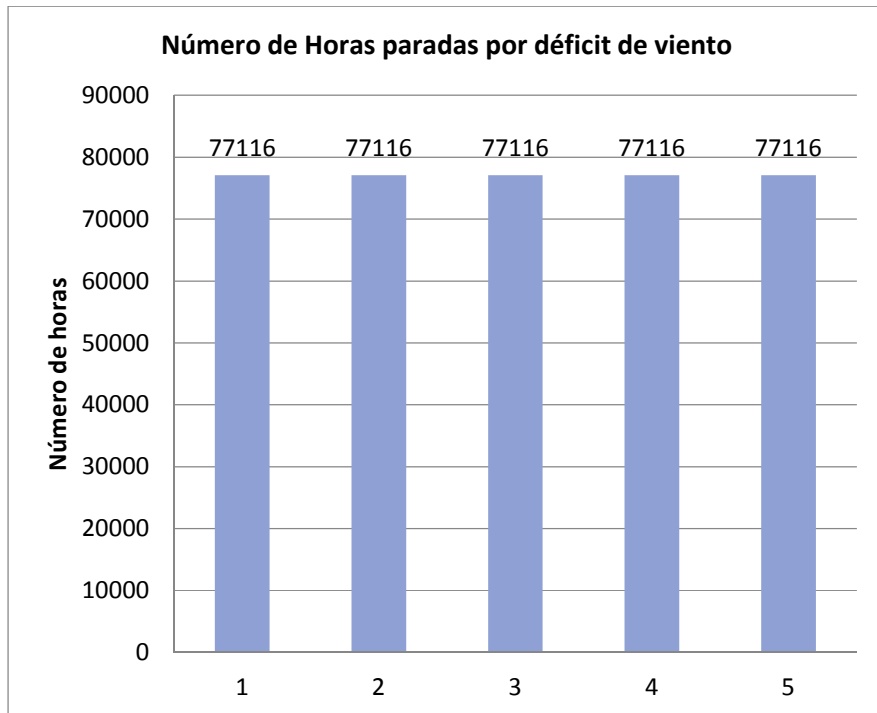


Ilustración 90. Número de Horas paradas por déficit de viento para los Aerogeneradores G80, G90, E82-2, G58 y E44

Respecto a las horas de parada por no alcanzar la velocidad de corte vemos que todas las máquinas presentan las mismas horas, ya que todas las máquinas estudiadas presentan la misma velocidad de corte, aproximadamente 3 m/s.

Cabe indicar que analizando las horas de funcionamiento, nos hemos dado cuenta que existen al menos 9 localizaciones, que presentan horas de no funcionamiento, por no superar la velocidad de arranque, superiores a las 3.500 horas y algunas superiores a las 5.000 horas, lo cual se traduce en factores de capacidad inferiores a 0,1. Esto nos hace plantearnos la conveniencia de instalar aerogeneradores en estas localizaciones de la región, lo cual debiera ser objeto de estudio.

4 Cálculo de Rampas

4.1 Introducción

La energía eólica está experimentando una evolución creciente, tanto a nivel de España como a nivel mundial. La alta penetración de energía eólica puede afectar a la operación del sistema eléctrico, en especial a las necesidades de regulación de reserva.

Para analizar la forma con la que la eólica afecta a las necesidades de regulación de reserva (regulación secundaria) del Sistema Eléctrico, se tendría que realizar un estudio comparativo de tres variables:

1. Analizar la rapidez con la que la regulación secundaria debe proporcionar la potencia necesaria para hacer coincidir generación y demanda en todo momento. Un menor tiempo para proporcionar la misma potencia o una mayor potencia a mover en el mismo tiempo (en definitiva, un incremento de la velocidad necesaria) requeriría de unidades de generación más rápidas o bien, un mayor número de estas unidades.
2. Cantidad de potencia de la que deben disponer las unidades de regulación secundaria. En el caso de estas reservas, un incremento de la potencia necesaria de reserva lleva consigo un impacto económico, debido a que esta banda es la que se casa en el mercado de secundaria.
3. La energía neta por hora que debe ser gestionada por la regulación secundaria constituye la tercera variable de estudio. La energía tiene, evidentemente, un sobrecoste que vendrá dado por el precio de la energía en cada hora, pagada al precio de energía de regulación. Además del coste que supone una mayor cantidad de energía, se produce también un aumento del precio de dicha energía, ya que a más energía contratada, mayor precio por MW·h.

Trasladando este concepto de regulación secundaria al ámbito de la energía eólica, queda claro que el carácter casi impredecible del recurso eólico hace que cuanto mayor potencia eólica instalada exista en el mix eléctrico, mayor debe ser la reserva secundaria. Es por ello que estudiar las fluctuaciones de energía eólica es un aspecto clave para el desarrollo de la energía eléctrica de carácter eólico.

Definición intuitiva de rampa

Cambio brusco en la producción eólica en un periodo corto de tiempo. Para definir una rampa, tenemos que definir % respecto potencia instalada (magnitud de la rampa), y duración de la rampa.

El estado del arte sobre rampas de producción eólica es escaso. No está clara la definición de rampa. Los modelos diferentes modelos existentes no están realizados en un marco homogéneo y no son realmente comparables.

Como se ha mencionado anteriormente, las rampas de subida/bajada, los límites técnicos de las centrales y la incertidumbre en la previsión de generación eólica imponen nuevos requisitos en la regulación de la reserva secundaria y adicional.

4.2 Cálculo de Rampas

Tomando como base el algoritmo desarrollado en Matlab en capítulos anteriores, en el cual introduciendo un modelo de generador de los existentes en la base de datos, simula su comportamiento en todas las localizaciones existentes en la base de datos, se modifica para calcular los incrementos/decrementos de potencia (Rampas) en cada uno de los periodos de variación de viento.

Seguimos teniendo en consideración las anteriores hipótesis:

- 1.- Todas las localizaciones pertenecen a una misma región de extensión $N \times N \text{ km}^2$, considerándolas como diferentes puntos de medición de la región.
- 2.- En la extensión estudiada, solo se van a instalar el mismo modelo de aerogenerador.

4.3 Cálculo de Rampas en algoritmo

Consideramos como rampas todo incremento/decremento de potencia en un intervalo de tiempo t , que en nuestro caso es una t igual a 5 horas. Para evaluarlo lo normalizamos respecto la potencia nominal:

$$\text{Rampa (p.u.)} = \frac{\Delta \text{Potencia}}{\text{Potencia Nominal}}$$

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Defino el número de horas que voy a considerar para el estudio de las rampas
r=5;

% Cálculo todos los incrementos y los pongo por unidad respecto a la Pn
for i=1:(length(Pt)/r)
    ra=0;
    deltag(i)=abs(Pt(i+ra)-Pt(i+ra+r))/Prated; % Vector Incrementos de Potencia p.u. (Rampas)
    ra=r+ra;
end

```

Ilustración 91. Algoritmo. Cálculo de Rampas

Elegir intervalos de tiempo de 5 horas no es casual, sino que analizando diferentes localizaciones se han detectado, que en general no existen cambios bruscos de velocidad de viento en periodos inferiores de 1, 2 y 3 horas.

Este intervalo de tiempo no es útil para ver como afecta la eólica a la reserva secundaria del sistema, ya que esta se mueve en unos tiempos de respuesta no más de 30 segundos y con capacidad de mantenerse durante un tiempo de 15 minutos hasta poder ser reemplazada por la regulación terciaria. Sin embargo, a términos de Reserva terciaria, y sobre todo para conocer las fluctuaciones de viento de la zona posible a ubicar el parque solar, si nos va a ser útil la aplicación desarrollada.

4.4 Presentación de Resultados

El algoritmo programado mostrará por pantalla los siguientes resultados:

- Curva de Potencia del aerogenerador propuesto
- Gráfica de Factor de capacidad frente Velocidad media
- Gráfica de Curva de Media de rampas frente Factor de Capacidad
- Gráfica de Curva de Varianza de rampas frente Factor de Capacidad

- Gráfica de Curva de Desviación típica de rampas frente Factor de Capacidad

Además toda la información mostrada por pantalla será guardada en un archivo de texto. Formado por una tabla con 10 columnas y con tantas filas como localizaciones existentes.

- Columna 1. Factor de Capacidad
- Columna 2. Velocidad media del viento
- Columna 3. Velocidad mediana del viento
- Columna 4. Varianza de Rampas
- Columna 5. Desviación típica de Rampas
- Columna 6. Media de Rampas
- Columna 7. Número de Horas paradas por exceso de viento
- Columna 8. Número de Horas paradas por déficit de viento

4.5 Ejemplo Práctico 5.

Procedemos a simular los aerogeneradores G90, aerogeneradores E82-2 y G58 en la región de estudio, para ver su comportamiento frente a las rampas de potencia.

4.5.1 Caso Práctico 5A. Simulación del aerogenerador modelo G90.

Simulando el aerogenerador G90 en las 68 localizaciones de la zona de estudio, obtenemos las gráficas mostradas a continuación.

En la primera de las gráficas vemos como se clasifican las localizaciones en función de su factor de capacidad, y como este aumenta, en la mayor parte de los casos, a medida que aumenta la velocidad media de la localización.

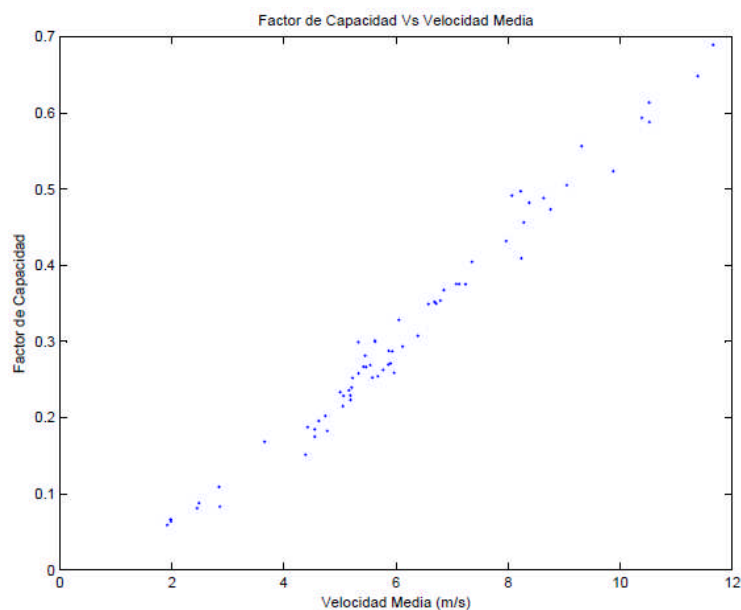


Ilustración 92. Factor de Capacidad (región) Vs Velocidad Media para el Aerogenerador G90. (Algoritmo Cálculo de Rampas)

En la segunda gráfica se muestra la media de los saltos de potencia de cada una de las localizaciones, según el factor de comportamiento. Así vemos como el mayor salto medio de potencia se produce en la localización de Fc 0,45 con un 30% de la potencia nominal. Analizando los resultados podemos llegar a la siguiente conclusiones, que los mayores incrementos de potencia (rampas) en periodos de 5 horas se producen en las localizaciones con Fc entre 0,3 ÷ 0,4.

Fc	ΔP medio (%)
0 ÷ 0,1	7,00%
0,1 ÷ 0,2	15,00%
0,2 ÷ 0,3	20,00%
0,3 ÷ 0,4	23,00%
0,4 ÷ 0,5	25,00%

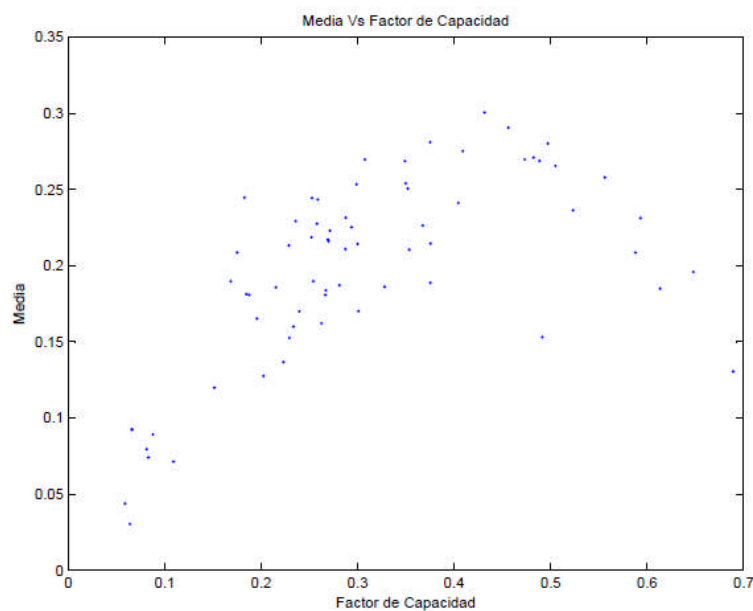


Ilustración 93. Media las Rampas (Región) Vs Factor de Capacidad para el Aerogenerador G90 (Algoritmo Cálculo de Rampas)

En la tercera gráfica se muestra la desviación típica de los saltos de potencia media en cada una de las localizaciones, según el factor de comportamiento.

Según su definición, la desviación típica (σ) es una medida del grado de dispersión de los datos con respecto al valor promedio. Dicho de otra manera, la desviación típica es simplemente el "promedio" o variación esperada con respecto a la media aritmética.

Fc	$\Delta \sigma$ medio (%)
0 ÷ 0,1	3,00%
0,1 ÷ 0,2	5,00%
0,2 ÷ 0,3	6,00%
0,3 ÷ 0,4	7,00%
0,4 ÷ 0,5	7,00%

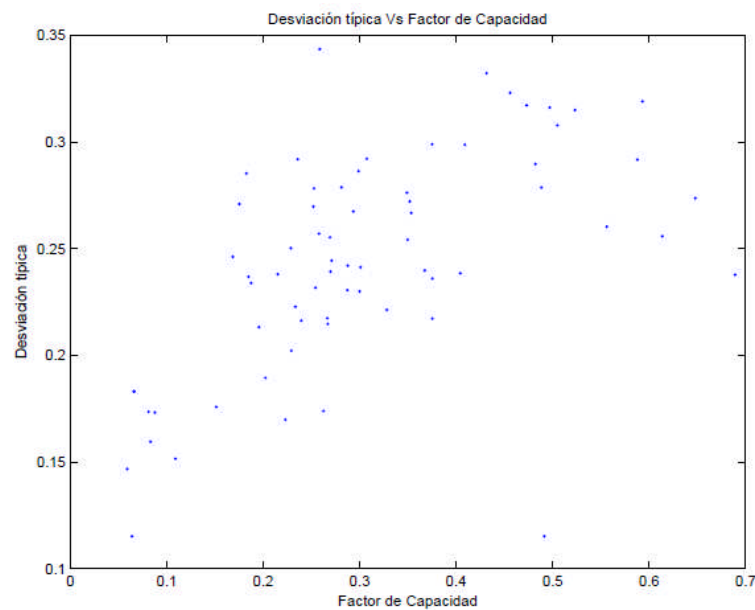


Ilustración 94. Desviación Típica de las Rampas (Región) Vs Factor de Capacidad para el Aerogenerador G90 (Algoritmo Cálculo de Rampas)

4.5.2 Caso Práctico 5B. Simulación del aerogenerador modelo E82-2.

Simulando el aerogenerador E82-2 en las 68 localizaciones de la zona de estudio, obtenemos las gráficas mostradas a continuación. En las que observamos como los intervalos de ΔP medio (%) y $\Delta \sigma$ medio (%), son semejantes al caso anterior por lo que podemos concluir que independientemente de la máquina el comportamiento de la región frente a las rampas de potencia debe ser semejante.

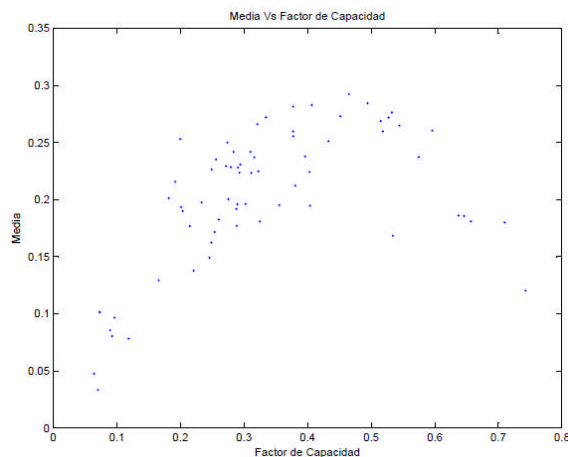


Ilustración 95. Media las Rampas (Región) Vs Factor de Capacidad para el Aerogenerador E82-2 (Algoritmo Cálculo de Rampas)

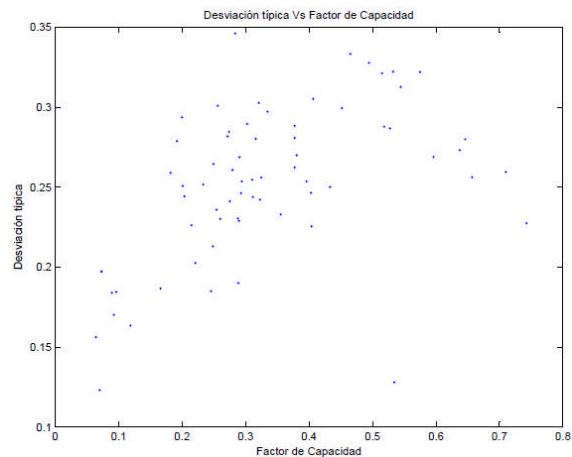
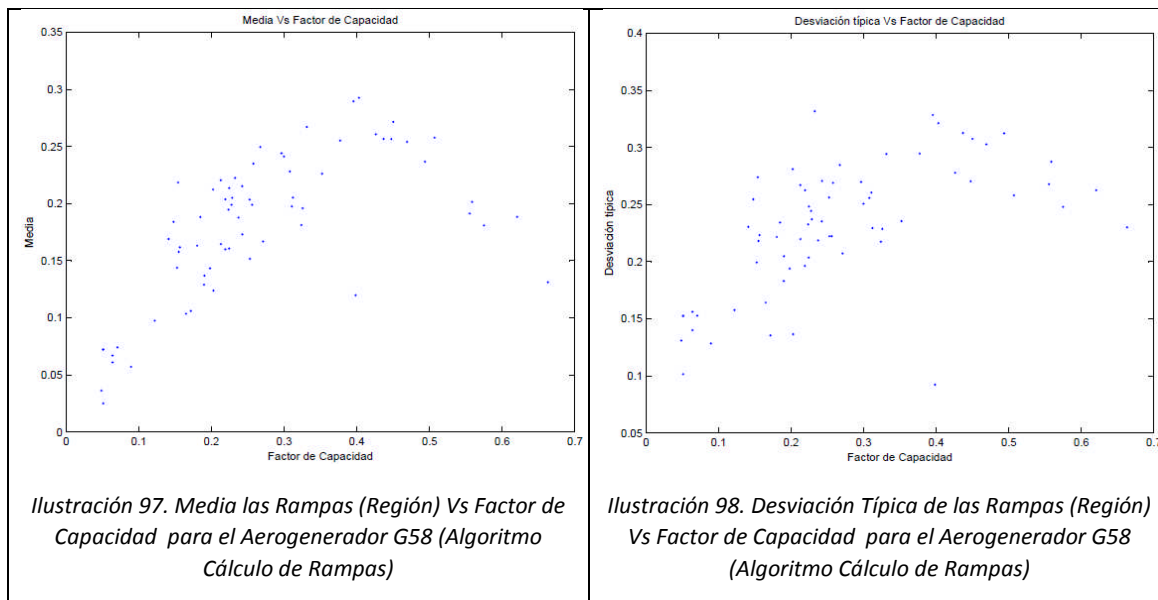


Ilustración 96. Desviación Típica de las Rampas (Región) Vs Factor de Capacidad para el Aerogenerador E82-2 (Algoritmo Cálculo de Rampas)

4.5.3 Caso Práctico 5B. Simulación del aerogenerador modelo G58.

Simulando el aerogenerador G58 en las 68 localizaciones de la zona de estudio, obtenemos las gráficas mostradas a continuación. En las que observamos como los intervalos de ΔP medio (%) y $\Delta \sigma$ medio (%), siguen la misma tónica que en las dos simulaciones anteriores por lo que podemos concluir que independientemente de la potencia de la máquina el comportamiento de la región frente a las rampas de potencia debe ser semejante.



4.5. Conclusiones

De las simulaciones realizadas con el algoritmo de programación diseñado podemos concluir:

1. Respecto a los resultados por localización.

Para cada una de las localizaciones el programa nos permite analizar los saltos de potencias en intervalos de 5 horas, por lo que la herramienta para ver cómo podría afectar el aerogenerador en esa localización a la red puede ser de gran utilidad. Caracterizando las diferentes rampas de potencia, así como su frecuencia, podríamos decidir si la instalación del aerogenerador compromete la buena operación de la red, siempre antes de tomar la decisión de instalar el aerogenerador.

2. Respecto a los resultados de la región.

El programa nos puede servir además para generalizar los datos a toda una región, para hacer un análisis, durante la fase de estudio de los proyectos, más superficial de cómo afectaría la instalación de aerogeneradores por toda la región. Aunque queda claro que estos resultados nunca serían tan concluyentes como analizar caso generador individualmente.

5 Cálculo de la Distribución de Weibull para N localizaciones “L”

Programamos en Matlab un algoritmo el cual, basándonos en la función “wblfit”, al definir el aerogenerador tipo, obtenemos los parámetros (k , λ) para todas las localizaciones existentes en la base de datos, mostrando los resultados en un fichero. Este algoritmo será utilizado posteriormente en capítulos posteriores.

El algoritmo empleado se muestra en el Anexo. Cálculo Parámetros de Weibull adjunto.

Tabla de Ilustraciones

Capítulo 4. Análisis de Variabilidad de Producción Eólica Regional

<i>Ilustración 1. Algoritmo Carga información Aerogenerador</i>	57
<i>Ilustración 2. Captura de Pantalla. Modelo de Turbina</i>	57
<i>Ilustración 3. Captura de Pantalla. Base de Datos de Aerogeneradores</i>	58
<i>Ilustración 4. Captura de Pantalla. Modelo de Turbina</i>	58
<i>Ilustración 5. Captura de Pantalla. Curva de Potencia G80</i>	58
<i>Ilustración 6. Algoritmo Carga información Aerogenerador</i>	59
<i>Ilustración 7. Captura de Pantalla. Localización</i>	59
<i>Ilustración 8. Captura de Pantalla. Base de Datos de Localizaciones</i>	59
<i>Ilustración 9. Captura de Pantalla. Localización</i>	60
<i>Ilustración 10. Algoritmo Rectificación de la velocidad a la altura del rotor</i>	60
<i>Ilustración 11. Algoritmo Calculo de la Potencia Turbina mediante interpolacion lineal</i>	61
<i>Ilustración 12. Captura de pantalla. Curva de Potencia Generada en kW para las 8760 horas del año</i>	61
<i>Ilustración 13. Algoritmo Calculo del Factor de Capacidad</i>	62
<i>Ilustración 14. Algoritmo Presentación de Resultados</i>	62
<i>Ilustración 15. Captura de pantalla. Archivo de resultados ".txt"</i>	63
<i>Ilustración 16. Características Técnicas del Aerogenerador de Gamesa Modelo G80. Obtenidas de su correspondiente catálogo Técnico</i>	64
<i>Ilustración 17. Curva de Potencia Aerogenerador G80</i>	64
<i>Ilustración 18. Resultados Aerogenerador G80 en localización 330</i>	65
<i>Ilustración 19. Resultados Aerogenerador G80 en localización Canadá A 1</i>	65
<i>Ilustración 20. Resultados Aerogenerador G80 en localización Canadá C 1</i>	65
<i>Ilustración 21. Curva de Potencia Generada Aerogenerador G80 en localización 330</i>	68
<i>Ilustración 22. Curva de Potencia Generada Aerogenerador G80 en localización Canadá A 1</i> ..	68
<i>Ilustración 23. Curva de Potencia Generada Aerogenerador G80 en localización Canadá C 1</i> ..	68
<i>Ilustración 24. Curva de Potencia Aerogenerador G58</i>	69
<i>Ilustración 25. Curva de Potencia Generada Aerogenerador G58 en localización Canadá H 3</i> ..	69
<i>Ilustración 26. Resultados Aerogenerador G58 en localización Canadá H 3</i>	69

<i>Ilustración 27. Curva de Potencia Aerogenerador E53.....</i>	<i>70</i>
<i>Ilustración 28. Curva de Potencia Generada Aerogenerador E53 en localización Canadá H 3 ...</i>	<i>70</i>
<i>Ilustración 29. Resultados Aerogenerador E53 en localización Canadá H 3</i>	<i>70</i>
<i>Ilustración 30. Curva de Potencia Aerogenerador E44.....</i>	<i>71</i>
<i>Ilustración 31. Curva de Potencia Generada Aerogenerador E44 en localización Canadá H 3 ...</i>	<i>71</i>
<i>Ilustración 32. Resultados Aerogenerador E44 en localización Canadá H 3</i>	<i>71</i>
<i>Ilustración 33. Energía Generada Aerogenerador G58, E53 y E44 en localización Canadá H 3..</i>	<i>72</i>
<i>Ilustración 34. Curva de Potencia Aerogenerador G80</i>	<i>73</i>
<i>Ilustración 35. Curva de Potencia Generada Aerogenerador G80 en localización Canadá H 3 ..</i>	<i>73</i>
<i>Ilustración 36. Resultados Aerogenerador G80 en localización Canadá H 3</i>	<i>73</i>
<i>Ilustración 37. Curva de Potencia Aerogenerador G90</i>	<i>74</i>
<i>Ilustración 38. Curva de Potencia Generada Aerogenerador G90 en localización Canadá H</i>	<i>74</i>
<i>Ilustración 39. Resultados Aerogenerador G90 en localización Canadá H 3</i>	<i>74</i>
<i>Ilustración 40. Curva de Potencia Aerogenerador E82-2</i>	<i>75</i>
<i>Ilustración 41. Curva de Potencia Generada Aerogenerador E82-2 en localización Canadá H ..</i>	<i>75</i>
<i>Ilustración 42. Resultados Aerogenerador E82-2 en localización Canadá H 3</i>	<i>75</i>
<i>Ilustración 43. Energía Generada Aerogenerador G80, G90 y E82-2 en localización Canadá H 3</i>	<i>76</i>
<i>Ilustración 44. Curva de Potencia Aerogenerador G80</i>	<i>77</i>
<i>Ilustración 45. Curva de Potencia Generada Aerogenerador G80 en localización 285 (Holanda)</i>	<i>77</i>
<i>Ilustración 46. Resultados Aerogenerador G80 en localización 285 (Holanda)</i>	<i>77</i>
<i>Ilustración 47. Curva de Potencia Aerogenerador G58</i>	<i>78</i>
<i>Ilustración 48. Curva de Potencia Generada Aerogenerador G58 en localización 285 (Holanda)</i>	<i>78</i>
<i>Ilustración 49. Resultados Aerogenerador G58 en localización 285 (Holanda)</i>	<i>78</i>
<i>Ilustración 50. Energía Generada Aerogenerador G80 y G58 en localización 285 (Holanda)</i>	<i>79</i>
<i>Ilustración 51. Factor de Capacidad Aerogenerador G80, G90 y E82-2 en localización Canadá H 3.....</i>	<i>79</i>
<i>Ilustración 52. Algoritmo Carga información Aerogenerador.....</i>	<i>80</i>
<i>Ilustración 53. Captura de Pantalla. Modelo de Turbina</i>	<i>80</i>
<i>Ilustración 54. Captura de Pantalla. Base de Datos de Aerogeneradores</i>	<i>81</i>

<i>Ilustración 55. Algoritmo del Proceso Iterativo cálculo de la potencia turbina por el aerogenerador en todas las localizaciones cargadas de la base de datos.</i>	<i>82</i>
<i>Ilustración 56. Algoritmo Presentación de Resultados y generación de gráficos</i>	<i>84</i>
<i>Ilustración 57. Curva de Potencia Aerogenerador G80</i>	<i>85</i>
<i>Ilustración 58. Energía Generada Aerogenerador G80 (Región).....</i>	<i>85</i>
<i>Ilustración 59. Factor de Capacidad Vs Velocidad Media Aerogenerador G80 (Región)</i>	<i>85</i>
<i>Ilustración 60. Factor de Capacidad Vs Velocidad Mediana Aerogenerador G80 (Región)</i>	<i>85</i>
<i>Ilustración 61. Factor de Capacidad Vs Potencia Media Aerogenerador G80 (Región)</i>	<i>86</i>
<i>Ilustración 62. Factor de Capacidad Vs Potencia Mediana Aerogenerador G80 (Región)</i>	<i>86</i>
<i>Ilustración 63. Curva de Potencia Aerogenerador G90</i>	<i>87</i>
<i>Ilustración 64. Energía Generada Aerogenerador G90 (Región).....</i>	<i>87</i>
<i>Ilustración 65. Factor de Capacidad Vs Velocidad Media Aerogenerador G90 (Región)</i>	<i>87</i>
<i>Ilustración 66. Factor de Capacidad Vs Velocidad Mediana Aerogenerador 90 (Región)</i>	<i>87</i>
<i>Ilustración 67. Factor de Capacidad Vs Potencia Media Aerogenerador G90 (Región)</i>	<i>88</i>
<i>Ilustración 68. Factor de Capacidad Vs Potencia Mediana Aerogenerador G90 (Región)</i>	<i>88</i>
<i>Ilustración 69. Curva de Potencia Aerogenerador E82-2</i>	<i>89</i>
<i>Ilustración 70. Energía Generada Aerogenerador E82-2 (Región)</i>	<i>89</i>
<i>Ilustración 71. Factor de Capacidad Vs Velocidad Media Aerogenerador E82-2 (Región)</i>	<i>89</i>
<i>Ilustración 72. Factor de Capacidad Vs Velocidad Mediana Aerogenerador E82-2 (Región)</i>	<i>89</i>
<i>Ilustración 73. Factor de Capacidad Vs Potencia Media Aerogenerador E82-2 (Región)</i>	<i>90</i>
<i>Ilustración 74. Factor de Capacidad Vs Potencia Mediana Aerogenerador E82-2 (Región)</i>	<i>90</i>
<i>Ilustración 75. Curva de Potencia Aerogenerador G58</i>	<i>91</i>
<i>Ilustración 76. Energía Generada Aerogenerador G58 (Región).....</i>	<i>91</i>
<i>Ilustración 77. Factor de Capacidad Vs Velocidad Media Aerogenerador G58 (Región)</i>	<i>91</i>
<i>Ilustración 78. Factor de Capacidad Vs Velocidad Mediana Aerogenerador G58 (Región)</i>	<i>91</i>
<i>Ilustración 79. Factor de Capacidad Vs Potencia Media Aerogenerador G58 (Región)</i>	<i>92</i>
<i>Ilustración 80. Factor de Capacidad Vs Potencia Media Aerogenerador G58 (Región)</i>	<i>92</i>
<i>Ilustración 81. Curva de Potencia Aerogenerador E44.....</i>	<i>93</i>
<i>Ilustración 82. Energía Generada Aerogenerador E44 (Región)</i>	<i>93</i>
<i>Ilustración 83. Factor de Capacidad Vs Velocidad Media Aerogenerador E44 (Región).....</i>	<i>93</i>
<i>Ilustración 84. Factor de Capacidad Vs Velocidad Mediana Aerogenerador E44 (Región)</i>	<i>93</i>

<i>Ilustración 85. Factor de Capacidad Vs Potencia Media Aerogenerador E44 (Región)</i>	<i>94</i>
<i>Ilustración 86. Factor de Capacidad Vs Potencia Mediana Aerogenerador E44 (Región)</i>	<i>94</i>
<i>Ilustración 87. Factor de Capacidad para Aerogeneradores G80, G90, E82-2, G58 y E44</i>	<i>95</i>
<i>Ilustración 88. Energía Generada por los Aerogeneradores G80, G90, E82-2, G58 y E44</i>	<i>96</i>
<i>Ilustración 89. Número de Horas paradas por exceso de viento para los Aerogeneradores G80, G90, E82-2, G58 y E44</i>	<i>97</i>
<i>Ilustración 90. Número de Horas paradas por déficit de viento para los Aerogeneradores G80, G90, E82-2, G58 y E44</i>	<i>98</i>
<i>Ilustración 91. Algoritmo. Cálculo de Rampas</i>	<i>100</i>
<i>Ilustración 92. Factor de Capacidad (región) Vs Velocidad Media para el Aerogenerador G90. (Algoritmo Cálculo de Rampas)</i>	<i>101</i>
<i>Ilustración 93. Media las Rampas (Región) Vs Factor de Capacidad para el Aerogenerador G90 (Algoritmo Cálculo de Rampas)</i>	<i>102</i>
<i>Ilustración 94. Desviación Típica de las Rampas (Región) Vs Factor de Capacidad para el Aerogenerador G90 (Algoritmo Cálculo de Rampas)</i>	<i>103</i>
<i>Ilustración 95. Media las Rampas (Región) Vs Factor de Capacidad para el Aerogenerador E82-2 (Algoritmo Cálculo de Rampas)</i>	<i>103</i>
<i>Ilustración 96. Desviación Típica de las Rampas (Región) Vs Factor de Capacidad para el Aerogenerador E82-2 (Algoritmo Cálculo de Rampas)</i>	<i>103</i>
<i>Ilustración 97. Media las Rampas (Región) Vs Factor de Capacidad para el Aerogenerador G58 (Algoritmo Cálculo de Rampas)</i>	<i>104</i>
<i>Ilustración 98. Desviación Típica de las Rampas (Región) Vs Factor de Capacidad para el Aerogenerador G58 (Algoritmo Cálculo de Rampas)</i>	<i>104</i>

Tabla de Tablas

Capítulo 4. Análisis de Variabilidad de Producción Eólica Regional

<i>Tabla 1. Resultados de Velocidades</i>	<i>66</i>
<i>Tabla 2. Resultados Horas de no funcionamiento</i>	<i>67</i>
<i>Tabla 3. Resultados Factor de Capacidad</i>	<i>67</i>
<i>Tabla 4. Resultados Potencia Generada</i>	<i>67</i>

%%
 %%% Calculo Parámetros de Weibull para Aerogenerador en los n sitios %%%
 %%

Página 1


```

                                0.Distribución_weibull
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Cálculo Parámetros de weibull %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

for i=1:nv                      % Cambio los términos WSR=0 por 0.00001, para
    if WSR(i)== 0                % aplicar wblfit (X), los términos X deben se
        WSR(i)=0.1;             % ser positivos (>0)
    end
end

P=wblfit(WSR);
k(f)=P(1);
lambda(f)=P(2);

end

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Representación de Resultados %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

Result=[k,lambda];
cd(a)
mkdir('weibull')
cd('weibull')
dlmwrite(['weibull',nombre1,'.txt'],Result,'delimiter','\t','precision','%.2f');
cd(a)

```

Capítulo 5.

Curva Multi-turbina

Tabla de contenido

Capítulo 5. Simulación de la curva Multi-turbina.....	111
1 Introducción	111
2 Método de Hannele Holttinen para curva Multi-turbina.....	111
2.1 Introducción	111
2.2 Potencia Eólica Agregada	113
2.3 Metodología	113
2.4 Método paso a paso.....	116
2.5 Conclusiones de Holttinen	116
3 Aplicación Método de Hannele Holttinen para curva Multi-turbina	117
3.1 Aplicación práctica a la base de datos disponible.....	117
3.2 Conclusiones.....	122
4 Método Alternativo para Curva Multi-turbina.....	123
4.1 Descripción del método propuesto.....	123
4.2 Aplicación práctica a la base de datos disponible.....	124
4.3 Conclusiones.....	127
5 Comparativo de ambos métodos propuestos para la obtención de Curva Multi-turbina	128
5.1 Caso práctico simulación de la curva multi-turbina en una localización concreta. ..	128
5.1.1 Método de Hannele Holttinen	128
5.1.2 Método Alternativo	131
5.1.3 Simulación Aerogenerador G80	133
5.1.4 Resultados	135
5.2 Caso práctico simulación de la curva multi-turbina en una región.....	137
5.3 Conclusiones.....	138

Capítulo 5. Simulación de la curva Multi-turbina

1 Introducción

Una vez disponemos de un software para estudiar el comportamiento de un aerogenerador para una determinada zona o perfil de viento y podemos pues prever cómo será su producción eléctrica, sería interesante poder generalizar los resultados obtenidos en una determinada localización, para una región determinada sin necesidad de disponer de datos por toda la región.

Para ellos se ha analizado el artículo “A Multi-Turbine Power Curve Approach” de Hannele Holttinen, el cual vamos a desarrollar y posteriormente debatir.

2 Método de Hannele Holttinen para curva Multi-turbina

Para el desarrollo del método propuesto nos basamos en el artículo “A Multi-Turbine Power Curve Approach” de Per Norgaard, (RISØ National Laboratory, Denmark y Hannele Holttinen, VTT, Finland. En el mencionado artículo, los autores indican cómo se puede aproximar, mediante un método simple, el comportamiento de todos los aerogeneradores instalados en una determinada zona, mediante una única curva característica Potencia/Velocidad.

2.1 Introducción

Sabemos que el viento varía tanto con el tiempo como con la distancia, y que la diferencia de velocidad de viento en dos puntos distantes en un determinado instante, disminuirá con el incremento del tiempo transcurrido hasta la medida del siguiente punto o la distancia desde el punto de referencia se realice la medida.

La potencia eólica se puede expresar como el cubo de la velocidad del viento:

$$P_w(u) = \frac{1}{2} \rho A u^3$$

Donde u es la velocidad del viento, ρ es la densidad del aire, A es la superficie que atraviesa el tubo de viento.

La potencia eléctrica obtenida de un aerogenerador puede expresarse como:

$$P_e = C_p \times P_w \quad C_p(u) = \frac{P_e}{P_w}$$

Donde C_p es un coeficiente de eficiencia de los aerogeneradores. El cual incrementa su valor con la velocidad del viento desde cero hasta su máximo, el cual suele ser 0,5 entorno 6 ÷ 10 m/s, para después disminuir con altas velocidades de viento, limitando la potencia generada por el aerogenerador.

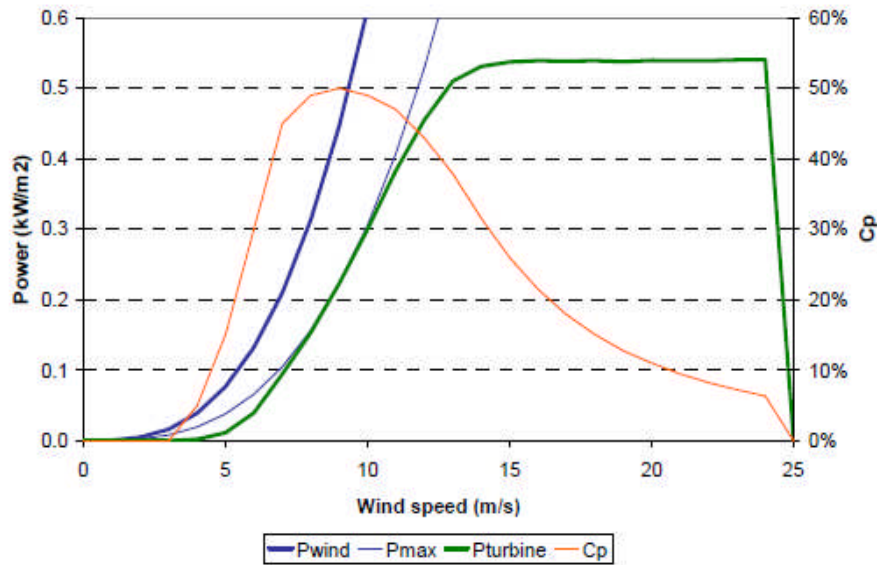


Ilustración 1. Potencia Generada desde una turbina simple respecto a la velocidad del viento. Coeficiente C_p .

Por tanto un aerogenerador es más sensible a cambios de potencia generadas a bajas velocidades 4÷8 m/s, que no ha altas velocidades. Para un único aerogenerador estas fluctuaciones de potencias son amortiguadas debido a la altura a la que se encuentra el rotor y al control de potencia de los aerogeneradores. Para un conjunto de aerogeneradores, estos pequeños cambios se ven amortiguados, al existir un gran número de aerogeneradores y situados a largas distancias.

El objetivo del artículo surge por la necesidad de simular el comportamiento de los aerogeneradores localizados en una extensión de terreno considerable, cuando no se disponen de un número importante de series temporales de velocidad de viento o de generación de energía durante toda la extensión de terreno, y solo se disponen de varias medidas en puntos deslocalizados pero representativos del total de la extensión. Por lo tanto, hay que ser capaz de simular una serie temporal de generación de energía agregada de un grupo de aerogeneradores en base a la serie temporal de la velocidad del viento en un solo punto, o, alternativamente, sobre la base de una serie temporal de generación de energía a partir de una sola unidad o un grupo más pequeño de aerogeneradores.

Sin embargo, una muestra cualificada de una serie temporal de potencia agregada (o representativa) para múltiples aerogeneradores puede ser obtenida basándose en series temporales de velocidad y una curva de potencia estándar de un solo aerogenerador representativo de todas las unidades, teniendo en cuenta los efectos de suavizado en tiempo y espacio.

La metodología es obtener una curva de potencia multi-turbina con la cual simular los efectos de suavizado de la potencia agregada de una serie de aerogeneradores de una determinada extensión.

2.2 Potencia Eólica Agregada

Sabemos que la potencia instantánea de una determinada área no es más que la suma de la potencia de todas las turbinas instaladas en tal área.

$$P_{\Sigma} = \sum_i P_i$$

Debido a la distribución espacial de cada una de las turbinas (distancia entre ellas) sabemos que la potencia instantánea de cada turbina no tiene por qué ser necesariamente la misma. La potencia instantánea de las turbinas estarán distribuidas alrededor de un valor medio, la desviación de esta distribución dependerá de la extensión del área a estudiar y de la turbulencia del viento.

2.3 Metodología

El método propuesto en el artículo es simple, práctico y aproximado, pero puede ser una buena y aceptable estimación. El método es aplicado para áreas entre 5 y 3 turbinas, de iguales características e igualmente distribuidas por todo el área.

Moving block-averaged wind speed time series

Como una primera aproximación, un cambio en la velocidad del viento se propagará en el espacio en la dirección de la dirección de la velocidad media con una velocidad similar a la velocidad media. Ejemplo, con una velocidad media de 8m/s un cambio en la velocidad del viento se propagará aproximadamente 5 km en 10 minutos, 30 km en una hora o 100 km en 3 horas.

Una medida de velocidad a la entrada del área de estudio, para la dirección del viento, será representativa del área en un periodo de tiempo correspondiente al tiempo de viaje al cruzar toda el área.

Para representar el efecto memoria espacial de las fluctuaciones del viento en el área cubierta, la serie de datos de velocidad en cada periodo de tiempo es promediada por bloques moviéndose un periodo de tiempo (timeslot) correspondiente a la velocidad media representativa (W_m) y a la dimensión especial del área D .

$$W_j = \frac{1}{N+1} \sum_{i=j-\frac{N}{2}}^{j+\frac{N}{2}} W_i$$

El número de puntos a incluir en cada iteración es

$$N = T/\Delta t$$

Donde T es el tiempo de propagación y Δt es el intervalo de tiempo de cada medida o paso. Siendo N un número par. En la siguiente figura adjunta se muestra el tiempo de propagación en función de la velocidad de viento promedio y la dimensión del área.

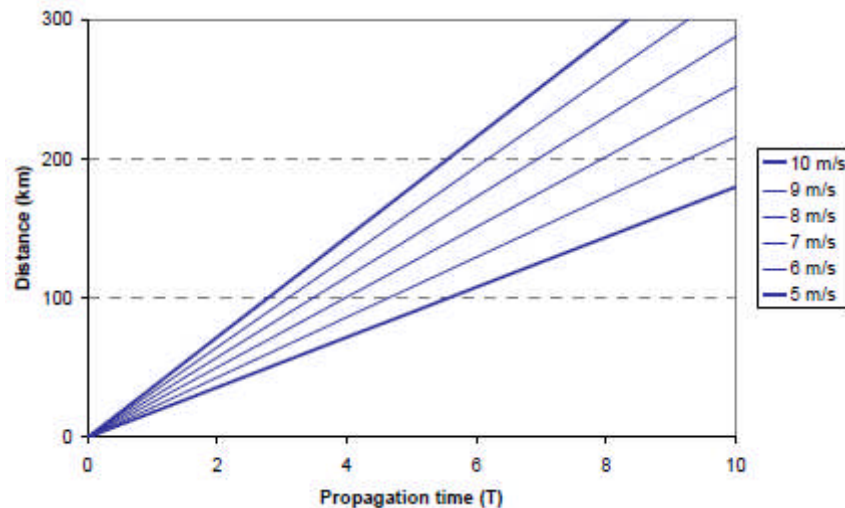


Ilustración 2. Relación entre D, T y Ws

Ejemplo. Para un área de 200 km y una velocidad media de 8m/s, la propagación de tiempo (T) sería $200\text{km}/8\text{m/s}=7\text{horas}$, si periodo de tiempo (Δt) son de 10 minutos, el número de puntos N a incluir para generar la nueva serie de velocidades sería de 42.

Spatial wind speed distribution

Las velocidades de viento en una turbina, a cualquier periodo de tiempo, estarán distribuidas alrededor de la velocidad promedio. Como primera aproximación, la distribución de velocidades de viento de turbinas de viento simultáneas, a cualquier tiempo dado, sería una distribución normal alrededor de la velocidad promedio de la serie de velocidades promedio por bloques para un correspondiente timeslot.

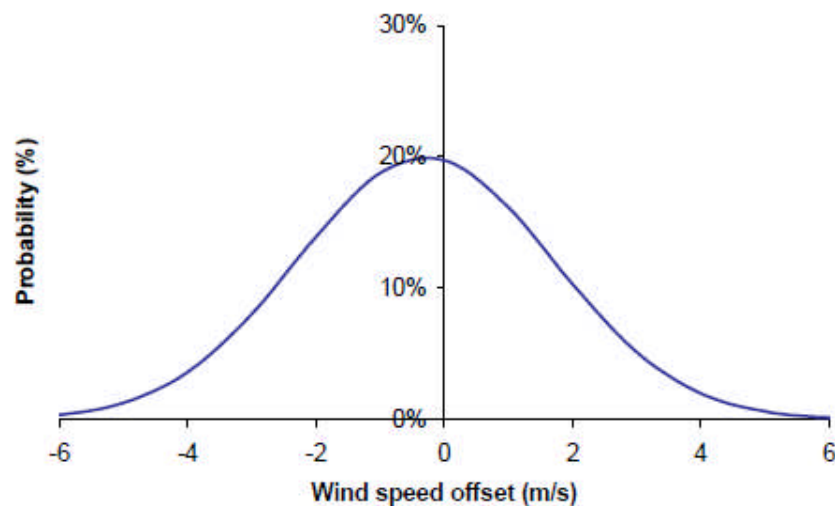


Ilustración 3. Ejemplo de distribución normal de las velocidades de viento para turbinas en un área determinada (la velocidad de viento indicada es relativa respecto a la velocidad promedio por bloque por el timeslot).

La desviación estándar normalizada (relativa a la velocidad media) de la distribución depende de la dimensión D del área y de la intensidad de turbulencia del viento I.

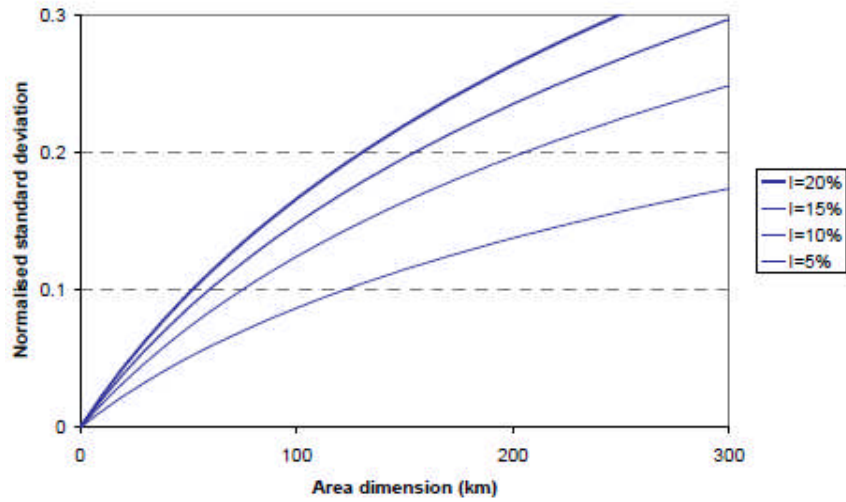


Ilustración 4. Desviación Estándar Normalizada de la distribución de velocidades de viento para una turbina en cualquier momento de tiempo.

The multi-turbine power curve

Si la distribución normal de velocidades de viento anterior alrededor de los valores promedio por bloques es aplicada a la curva de potencia representativa del aerogenerador, obtendremos la curva de potencia multi-turbina suavizada, que podrá ser representativa para la curva de potencia del área.

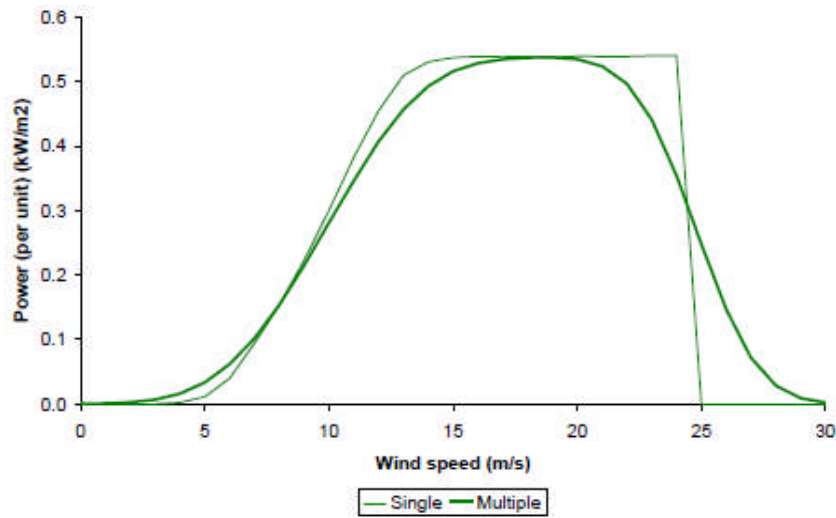


Ilustración 5. Curva multi-turbina

Cada término de la curva multi-turbina Pm_j podrá calcularse como:

$$Pm_j = \sum_i P_{s_{j+1}} \times ps_i$$

Donde P_{s_j} es el elemento j^{th} de la curva de potencia de la turbina simple y ps_i es la probabilidad de la distribución espacial de la figura 2. En la práctica la suma parcial será como mínimo de un rango de ± 5 m/s alrededor del j^{th} elemento de la curva de potencia.

2.4 Método paso a paso

1. Especificar las dimensiones del área D
2. Especificar la distribución de viento representativa para el área (ejemplo parámetros de distribución de Weibull, factor de escala A y factor de forma k), velocidad de viento media (W_m) e intensidad de turbulencia de viento I .
3. Generar una nueva de series de velocidad de viento desde la serie original, aplicando el promedio por bloques en los elementos de la serie original, con el timeslot correspondiente al área D y a la velocidad media W_m .
4. identificar la desviación estándar normalizada σ_n de la distribución espacial de la velocidad del viento. Encontrar la actual desviación estándar (en m/s) para ser usada, σ_w , multiplicando por la velocidad media W_m .
5. Generar la distribución normal con el valor de desviación estándar σ_w .
6. Identificar la curva de potencia representativa para todas las turbinas de la zona.
7. Generar la curva multi-turbina de potencia aplicando la distribución normal sobre la curva simple de potencia.
8. Aplicar la distribución de viento en tiempo para las dos curvas de potencia (simple y multi-turbina), calcular la energía anual generada.

2.5 Conclusiones de Holttinen

Como indica la doctora Hannele Holttinen en su propio artículo; *“La metodología es muy simplificado y no es capaz de simular todas las cualidades de la serie temporal de la energía eólica agregada, pero es mejor que no hacer nada, y podría ser la mejor opción”*.

3 Aplicación Método de Hannele Holttinen para curva Multi-turbina

3.1 Aplicación práctica a la base de datos disponible.

Una vez descrito el método de Hannele Holttinen vamos a intentar aplicarlo a los datos de los que disponemos. Para ellos seguimos los siguientes pasos:

1. Para disminuir el volumen de datos de trabajo, disminuimos el número de localizaciones de trabajo a 34 localizaciones en vez de las 68 con las que hemos estado trabajando anteriormente.
2. Definimos un aerogenerador típico para todas las localizaciones, que en este caso seguimos con el modelo G80 de Gamesa.
3. Para las localizaciones anteriores calculamos los parámetros de la distribución de Weibull (k , λ). Para ellos programamos en Matlab un algoritmo el cual, basándonos en la función “wblfit”, al definir el aerogenerador tipo, obtenemos los parámetros (k , λ) para todas las localizaciones existentes en la base de datos, mostrando los resultados en un fichero.

El algoritmo empleado se muestra en el Anexo. Cálculo Parámetros de Weibull adjunto.

Tabla 1. Parámetros de Weibull

	fc	Vm (m/s)	Pm (kW)	k	Lambda		fc	Vm (m/s)	Pm (kW)	k	Lambda
Sitio 1	0,53	9,88	1069,83	11,18	2,13	Sitio 18	0,20	5,07	404,30	5,13	1,02
Sitio 2	0,54	10,01	1073,18	11,30	2,06	Sitio 19	0,20	4,97	393,88	5,07	1,05
Sitio 3	0,60	10,83	1204,03	12,24	2,29	Sitio 20	0,28	6,52	562,97	7,22	1,73
Sitio 4	0,29	6,78	583,10	7,65	1,92	Sitio 21	0,06	2,72	110,81	2,40	0,76
Sitio 5	0,63	11,09	1267,12	12,49	2,36	Sitio 22	0,06	2,33	110,81	1,75	0,63
Sitio 6	0,54	10,01	1088,64	11,30	2,16	Sitio 23	0,04	1,89	87,78	1,27	0,59
Sitio 7	0,48	9,40	953,21	10,54	1,79	Sitio 24	0,23	5,35	452,90	5,40	1,02
Sitio 8	0,22	5,68	441,48	5,94	1,14	Sitio 25	0,19	5,40	377,28	5,97	1,61
Sitio 9	0,18	4,91	367,31	4,95	1,01	Sitio 26	0,15	4,51	290,02	4,68	1,13
Sitio 10	0,23	5,07	459,57	4,76	0,84	Sitio 27	0,23	5,82	455,18	6,38	1,48
Sitio 11	0,05	1,88	90,11	1,18	0,56	Sitio 28	0,11	4,17	212,04	4,52	1,38
Sitio 12	0,14	4,54	275,31	4,87	1,28	Sitio 29	0,22	5,19	438,34	5,13	0,96
Sitio 13	0,05	1,88	90,11	1,18	0,56	Sitio 30	0,17	4,76	335,92	4,89	1,09
Sitio 14	0,14	4,33	279,70	4,39	1,03	Sitio 31	0,17	4,93	334,08	5,32	1,36
Sitio 15	0,14	4,21	281,35	4,12	0,94	Sitio 32	0,32	7,00	635,61	7,85	1,90
Sitio 16	0,13	4,33	263,47	4,50	1,12	Sitio 33	0,42	8,22	831,61	9,20	1,84
Sitio 17	0,24	6,08	488,20	6,66	1,47	Sitio 34	0,47	8,86	938,75	9,97	2,16

4. Definimos el área de estudio para la cual queremos obtener la curva multi-turbina, que en este caso será de 300 km x 300 km, para un total de 2.000 aerogeneradores.

5. Como para cada localización tenemos registro de velocidad de viento para todo el año en periodos horarios, rectificando a la altura del rotor del aerogenerador podemos conocer la velocidad promedio W_m en m/s.

6. Una vez identificados todos los datos anteriores se puede realizar el algoritmo anteriormente descrito para obtener la curva multi-turbina. En nuestro caso vamos a obtener una curva característica multi-turbina según empleemos cada una de las localizaciones de las que disponemos información, con lo que podemos ver cómo sería la curva en función del registro de velocidades de viento del que dispongamos.

Tabla 2. Curva Multi-turbina para Serie de datos i (kW/m2).

	Localizaciones (i)																																		
V (m/s)	Sitio 1	Sitio 2	Sitio 3	Sitio 4	Sitio 5	Sitio 6	Sitio 7	Sitio 8	Sitio 9	Sitio 10	Sitio 11	Sitio 12	Sitio 13	Sitio 14	Sitio 15	Sitio 16	Sitio 17	Sitio 18	Sitio 19	Sitio 20	Sitio 21	Sitio 22	Sitio 23	Sitio 24	Sitio 25	Sitio 26	Sitio 27	Sitio 28	Sitio 29	Sitio 30	Sitio 31	Sitio 32	Sitio 33	Sitio 34	
0	0,01	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	
1	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	
2	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	0,03	0,02	0,03	0,02	0,02	0,03	0,02	0,02	0,02	
3	0,04	0,04	0,03	0,04	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	
4	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05	0,06	0,06	0,06	0,07	0,06	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06	0,06	
5	0,09	0,09	0,08	0,09	0,08	0,09	0,09	0,09	0,10	0,09	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,09	0,09	0,09	
6	0,12	0,12	0,12	0,13	0,12	0,12	0,12	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,12	0,12
7	0,16	0,15	0,15	0,16	0,15	0,15	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	
8	0,19	0,19	0,19	0,19	0,18	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	
9	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,21	0,22	0,21	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,21	0,22	0,21	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,21	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	
10	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,24	0,24	0,24	0,23	0,23	0,23	0,24	0,23	0,23	0,24	0,23	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	
11	0,26	0,26	0,26	0,25	0,26	0,26	0,26	0,25	0,25	0,25	0,24	0,24	0,24	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,24	0,24	0,24	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,24	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	
12	0,27	0,27	0,27	0,26	0,27	0,27	0,27	0,26	0,26	0,26	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,26	0,26	0,26	0,26	0,25	0,25	0,25	0,26	0,25	0,25	0,25	0,26	0,25	0,26	0,26	0,25	0,26	0,27	
13	0,28	0,28	0,28	0,27	0,28	0,28	0,28	0,27	0,26	0,27	0,25	0,25	0,25	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,25	0,25	0,25	0,26	0,26	0,26	0,26	0,25	0,26	0,26	0,26	0,26	0,27	0,28	
14	0,28	0,28	0,29	0,27	0,29	0,28	0,28	0,27	0,26	0,27	0,25	0,26	0,25	0,26	0,26	0,26	0,27	0,27	0,26	0,27	0,25	0,26	0,25	0,27	0,26	0,26	0,26	0,25	0,27	0,26	0,26	0,26	0,27	0,28	
15	0,28	0,29	0,29	0,27	0,29	0,29	0,28	0,27	0,27	0,27	0,25	0,26	0,25	0,26	0,26	0,26	0,27	0,27	0,27	0,27	0,25	0,26	0,25	0,27	0,26	0,26	0,27	0,25	0,27	0,26	0,26	0,27	0,28	0,28	
16	0,29	0,29	0,29	0,27	0,29	0,29	0,28	0,27	0,27	0,27	0,25	0,26	0,25	0,26	0,26	0,26	0,27	0,27	0,27	0,27	0,25	0,26	0,25	0,27	0,26	0,26	0,27	0,25	0,27	0,26	0,26	0,27	0,28	0,28	
17	0,29	0,29	0,29	0,27	0,29	0,29	0,28	0,27	0,27	0,27	0,25	0,26	0,25	0,26	0,26	0,26	0,27	0,27	0,27	0,27	0,25	0,26	0,25	0,27	0,26	0,26	0,27	0,25	0,27	0,26	0,26	0,27	0,28	0,28	
18	0,29	0,29	0,29	0,27	0,29	0,29	0,28	0,27	0,27	0,27	0,25	0,26	0,25	0,26	0,26	0,26	0,27	0,27	0,27	0,27	0,25	0,26	0,25	0,27	0,26	0,26	0,27	0,25	0,27	0,26	0,26	0,27	0,28	0,28	
19	0,29	0,29	0,29	0,27	0,29	0,29	0,28	0,27	0,27	0,27	0,25	0,26	0,25	0,26	0,26	0,26	0,27	0,27	0,27	0,27	0,25	0,26	0,25	0,27	0,26	0,26	0,27	0,25	0,27	0,26	0,26	0,27	0,28	0,28	
20	0,29	0,29	0,29	0,27	0,29	0,29	0,28	0,27	0,27	0,27	0,25	0,26	0,25	0,26	0,26	0,26	0,27	0,27	0,27	0,27	0,25	0,26	0,25	0,27	0,26	0,26	0,27	0,25	0,27	0,26	0,26	0,27	0,28	0,28	
21	0,26	0,26	0,27	0,24	0,27	0,26	0,26	0,24	0,23	0,24	0,22	0,22	0,22	0,23	0,23	0,23	0,24	0,24	0,23	0,24	0,22	0,22	0,22	0,24	0,23	0,23	0,23	0,22	0,24	0,23	0,23	0,24	0,25	0,25	
22	0,23	0,23	0,24	0,20	0,24	0,23	0,23	0,20	0,20	0,20	0,18	0,18	0,18	0,19	0,19	0,19	0,20	0,20	0,20	0,20	0,18	0,18	0,18	0,20	0,19	0,19	0,20	0,18	0,20	0,19	0,19	0,20	0,22	0,22	
23	0,19	0,19	0,20	0,16	0,20	0,19	0,19	0,16	0,15	0,16	0,14	0,14	0,14	0,15	0,15	0,14	0,16	0,16	0,15	0,16	0,14	0,14	0,13	0,16	0,15	0,14	0,15	0,13	0,16	0,15	0,14	0,16	0,18	0,18	
24	0,15	0,15	0,16	0,12	0,16	0,15	0,14	0,12	0,11	0,12	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,11	0,11	0,11	0,11	0,10	0,10	0,09	0,11	0,10	0,10	0,11	0,09	0,11	0,11	0,10	0,12	0,13	0,14	
25	0,10	0,11	0,11	0,08	0,12	0,11	0,10	0,08	0,07	0,08	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07	0,08	0,08	0,07	0,08	0,06	0,06	0,06	0,08	0,07	0,07	0,07	0,06	0,08	0,07	0,07	0,08	0,09	0,10	
26	0,07	0,07	0,08	0,05	0,08	0,07	0,07	0,05	0,04	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,05	0,05	0,04	0,05	0,04	0,04	0,03	0,05	0,04	0,04	0,04	0,03	0,05	0,04	0,04	0,05	0,06	0,06	
27	0,04	0,04	0,05	0,03	0,05	0,04	0,04	0,03	0,02	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,02	0,03	0,02	0,02	0,02	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,02	0,02	0,03	0,03	0,04	
28	0,02	0,02	0,02	0,01	0,03	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	
29	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	
30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

Tabla 3. Curva Multi-turbina para Serie de datos i (kW).

Para obtener el valor de Potencia para cada velocidad multiplico los MW x Área Barrida por las pala, que para el modelo G80 es 5027 m².

V (m/s)	Sitio 1	Sitio 2	Sitio 3	Sitio 4	Sitio 5	Sitio 6	Sitio 7	Sitio 8	Sitio 9	Sitio 10	Sitio 11	Sitio 12	Sitio 13	Sitio 14	Sitio 15	Sitio 16	Sitio 17
0	26,23	25,67	24,54	30,91	23,97	25,67	26,78	30,91	31,83	30,91	33,85	33,48	33,85	32,69	32,69	33,09	31,38
1	52,46	51,34	49,08	61,82	47,94	51,34	53,56	61,82	63,66	61,82	67,71	66,97	67,71	65,38	65,38	66,19	62,75
2	103,54	101,57	97,57	119,63	95,54	101,57	105,48	119,63	122,68	119,63	129,22	128,05	129,22	125,49	125,49	126,81	121,18
3	182,08	179,03	172,78	206,37	169,59	179,03	185,07	206,37	210,80	206,37	219,97	218,37	219,97	214,81	214,81	216,65	208,63
4	293,04	288,77	279,94	326,10	275,39	288,77	297,21	326,10	331,86	326,10	343,22	341,32	343,22	336,94	336,94	339,22	329,06
5	436,45	431,03	419,71	476,91	413,84	431,03	441,72	476,91	483,52	476,91	495,66	493,76	495,66	489,15	489,15	491,58	480,34
6	605,61	599,42	586,36	649,37	579,51	599,42	611,56	649,37	655,81	649,37	666,07	664,70	666,07	660,94	660,94	662,99	652,75
7	781,61	775,56	762,52	820,44	755,56	775,56	787,34	820,44	824,89	820,44	828,88	828,91	828,88	827,73	827,73	828,53	822,87
8	949,01	944,10	933,12	974,37	927,07	944,10	953,52	974,37	975,15	974,37	969,03	971,18	969,03	974,09	974,09	972,86	974,99
9	1096,26	1093,30	1086,04	1102,21	1081,76	1093,30	1098,78	1102,21	1098,31	1102,21	1080,20	1084,77	1080,20	1092,49	1092,49	1088,87	1100,50
10	1215,63	1215,02	1212,43	1199,84	1210,44	1215,02	1215,77	1199,84	1191,11	1199,84	1161,14	1168,05	1161,14	1180,51	1180,51	1174,51	1195,71
11	1304,44	1306,21	1308,37	1268,16	1308,77	1306,21	1302,23	1268,16	1255,16	1268,16	1215,08	1223,94	1215,08	1240,40	1240,40	1232,38	1261,88
12	1364,71	1368,49	1374,80	1311,72	1377,32	1368,49	1360,50	1311,72	1295,42	1311,72	1247,80	1258,09	1247,80	1277,53	1277,53	1268,00	1303,77
13	1401,72	1407,02	1416,44	1336,86	1420,57	1407,02	1396,04	1336,86	1318,33	1336,86	1265,77	1276,98	1265,77	1298,36	1298,36	1287,84	1327,78
14	1421,97	1428,22	1439,66	1349,81	1444,85	1428,22	1415,35	1349,81	1329,97	1349,81	1274,59	1286,31	1274,59	1308,79	1308,79	1297,71	1340,05
15	1431,40	1438,16	1450,69	1355,51	1456,44	1438,16	1424,30	1355,51	1335,03	1355,51	1278,30	1290,26	1278,30	1313,27	1313,27	1301,92	1345,43
16	1434,76	1441,72	1454,67	1357,45	1460,66	1441,72	1427,47	1357,45	1336,73	1357,45	1279,51	1291,56	1279,51	1314,76	1314,76	1303,31	1347,25
17	1435,30	1442,30	1455,32	1357,75	1461,35	1442,30	1427,98	1357,75	1336,99	1357,75	1279,70	1291,76	1279,70	1314,99	1314,99	1303,53	1347,53
18	1435,30	1442,30	1455,32	1357,75	1461,35	1442,30	1427,98	1357,75	1336,99	1357,75	1279,70	1291,76	1279,70	1314,99	1314,99	1303,53	1347,53
19	1435,30	1442,30	1455,32	1357,75	1461,35	1442,30	1427,98	1357,75	1336,99	1357,75	1279,70	1291,76	1279,70	1314,99	1314,99	1303,53	1347,53
20	1435,30	1442,30	1455,32	1357,75	1461,35	1442,30	1427,98	1357,75	1336,99	1357,75	1279,70	1291,76	1279,70	1314,99	1314,99	1303,53	1347,53
21	1313,47	1323,95	1343,90	1204,52	1353,35	1323,95	1302,64	1204,52	1177,02	1204,52	1103,77	1118,90	1103,77	1148,46	1148,46	1133,80	1190,91
22	1148,56	1162,32	1188,97	1013,20	1201,83	1162,32	1134,50	1013,20	980,84	1013,20	897,48	914,38	897,48	947,86	947,86	931,18	997,10
23	949,02	964,99	996,39	799,66	1011,79	964,99	932,88	799,66	765,76	799,66	681,24	698,06	681,24	731,85	731,85	714,94	782,72
24	733,18	749,62	782,41	586,60	798,73	749,62	716,73	586,60	554,98	586,60	478,61	493,54	478,61	523,93	523,93	508,64	570,72
25	524,49	539,50	569,86	396,56	585,19	539,50	509,61	396,56	370,32	396,56	308,89	320,67	308,89	345,01	345,01	332,72	383,33
26	344,10	356,24	381,13	245,04	393,87	356,24	332,17	245,04	225,70	245,04	181,79	190,07	181,79	207,38	207,38	198,60	235,24
27	204,72	213,37	231,33	137,04	240,64	213,37	196,30	137,04	124,46	137,04	96,72	101,86	96,72	112,74	112,74	107,19	130,64
28	108,45	113,79	125,03	68,23	130,93	113,79	103,28	68,23	61,10	68,23	45,82	48,60	45,82	54,56	54,56	51,51	64,59
29	49,00	51,75	57,61	29,04	60,72	51,75	46,36	29,04	25,65	29,04	18,59	19,85	18,59	22,60	22,60	21,19	27,30
30	16,19	17,20	19,38	9,08	20,55	17,20	15,23	9,08	7,93	9,08	5,57	5,98	5,57	6,90	6,90	6,42	8,49

V (m/s)	Sitio 18	Sitio 19	Sitio 20	Sitio 21	Sitio 22	Sitio 23	Sitio 24	Sitio 25	Sitio 26	Sitio 27	Sitio 28	Sitio 29	Sitio 30	Sitio 31	Sitio 32	Sitio 33	Sitio 34
0	31,38	31,83	31,38	33,85	33,48	34,21	31,38	32,69	33,09	31,83	34,21	31,38	32,27	33,09	30,91	28,40	27,87
1	62,75	63,66	62,75	67,71	66,97	68,42	62,75	65,38	66,19	63,66	68,42	62,75	64,53	66,19	61,82	56,80	55,73
2	121,18	122,68	121,18	129,22	128,05	130,33	121,18	125,49	126,81	122,68	130,33	121,18	124,12	126,81	119,63	111,09	109,26
3	208,63	210,80	208,63	219,97	218,37	221,44	208,63	214,81	216,65	210,80	221,44	208,63	212,86	216,65	206,37	193,65	190,86
4	329,06	331,86	329,06	343,22	341,32	344,94	329,06	336,94	339,22	331,86	344,94	329,06	334,49	339,22	326,10	309,04	305,22
5	480,34	483,52	480,34	495,66	493,76	497,30	480,34	489,15	491,58	483,52	497,30	480,34	486,46	491,58	476,91	456,43	451,71
6	652,75	655,81	652,75	666,07	664,70	667,08	652,75	660,94	662,99	655,81	667,08	652,75	658,54	662,99	649,37	627,86	622,69
7	822,87	824,89	822,87	828,88	828,91	828,42	822,87	827,73	828,53	824,89	828,42	822,87	826,52	828,53	820,44	802,49	797,79
8	974,99	975,15	974,99	969,03	971,18	966,43	974,99	974,09	972,86	975,15	966,43	974,99	974,85	972,86	974,37	964,58	961,31
9	1100,50	1098,31	1100,50	1080,20	1084,77	1075,15	1100,50	1092,49	1088,87	1098,31	1075,15	1100,50	1095,64	1088,87	1102,21	1103,59	1102,45
10	1195,71	1191,11	1195,71	1161,14	1168,05	1153,79	1195,71	1180,51	1174,51	1191,11	1153,79	1195,71	1186,04	1174,51	1199,84	1213,36	1214,63
11	1261,88	1255,16	1261,88	1215,08	1223,94	1205,81	1261,88	1240,40	1232,38	1255,16	1205,81	1261,88	1248,00	1232,38	1268,16	1292,85	1296,43
12	1303,77	1295,42	1303,77	1247,80	1258,09	1237,15	1303,77	1277,53	1268,00	1295,42	1237,15	1303,77	1286,67	1268,00	1311,72	1345,33	1350,81
13	1327,78	1318,33	1327,78	1265,77	1276,98	1254,23	1327,78	1298,36	1287,84	1318,33	1254,23	1327,78	1308,53	1287,84	1336,86	1376,70	1383,53
14	1340,05	1329,97	1340,05	1274,59	1286,31	1262,55	1340,05	1308,79	1297,71	1329,97	1262,55	1340,05	1319,54	1297,71	1349,81	1393,40	1401,07
15	1345,43	1335,03	1345,43	1278,30	1290,26	1266,04	1345,43	1313,27	1301,92	1335,03	1266,04	1345,43	1324,31	1301,92	1355,51	1400,99	1409,10
16	1347,25	1336,73	1347,25	1279,51	1291,56	1267,17	1347,25	1314,76	1303,31	1336,73	1267,17	1347,25	1325,90	1303,31	1357,45	1403,64	1411,91
17	1347,53	1336,99	1347,53	1279,70	1291,76	1267,34	1347,53	1314,99	1303,53	1336,99	1267,34	1347,53	1326,15	1303,53	1357,75	1404,06	1412,36
18	1347,53	1336,99	1347,53	1279,70	1291,76	1267,34	1347,53	1314,99	1303,53	1336,99	1267,34	1347,53	1326,15	1303,53	1357,75	1404,06	1412,36
19	1347,53	1336,99	1347,53	1279,70	1291,76	1267,34	1347,53	1314,99	1303,53	1336,99	1267,34	1347,53	1326,15	1303,53	1357,75	1404,06	1412,36
20	1347,53	1336,99	1347,53	1279,70	1291,76	1267,34	1347,53	1314,99	1303,53	1336,99	1267,34	1347,53	1326,15	1303,53	1357,75	1404,06	1412,36
21	1190,91	1177,02	1190,91	1103,77	1118,90	1088,42	1190,91	1148,46	1133,80	1177,02	1088,42	1190,91	1162,87	1133,80	1204,52	1268,19	1280,00
22	997,10	980,84	997,10	897,48	914,38	880,49	997,10	947,86	931,18	980,84	880,49	997,10	964,42	931,18	1013,20	1090,75	1105,59
23	782,72	765,76	782,72	681,24	698,06	664,49	782,72	731,85	714,94	765,76	664,49	782,72	748,80	714,94	799,66	883,63	900,17
24	570,72	554,98	570,72	478,61	493,54	463,89	570,72	523,93	508,64	554,98	463,89	570,72	539,38	508,64	586,60	667,49	683,87
25	383,33	370,32	383,33	308,89	320,67	297,36	383,33	345,01	332,72	370,32	297,36	383,33	357,54	332,72	396,56	465,86	480,28
26	235,24	225,70	235,24	181,79	190,07	173,77	235,24	207,38	198,60	225,70	173,77	235,24	216,41	198,60	245,04	297,72	308,98
27	130,64	124,46	130,64	96,72	101,86	91,79	130,64	112,74	107,19	124,46	91,79	130,64	118,49	107,19	137,04	172,38	180,13
28	64,59	61,10	64,59	45,82	48,60	43,16	64,59	54,56	51,51	61,10	43,16	64,59	57,76	51,51	68,23	88,86	93,49
29	27,30	25,65	27,30	18,59	19,85	17,39	27,30	22,60	21,19	25,65	17,39	27,30	24,08	21,19	29,04	39,11	41,42
30	8,49	7,93	8,49	5,57	5,98	5,17	8,49	6,90	6,42	7,93	5,17	8,49	7,39	6,42	9,08	12,61	13,44

Si queremos tener el valor de potencia para el área de 300 km x 300 km tendríamos que multiplicar por el nº Total de aerogeneradores, que en nuestro caso estamos suponiendo 2.000 unidades.

Cabe recordar que el método de Hannele Holttinen, caracteriza el comportamiento de un número de aerogeneradores localizados en una determinada extensión D, conociendo los datos de viento de una sola ubicación de la extensión de estudio, a través de una curva multi-turbina aproximada. De esta forma, en las tablas anteriores, disponemos de la curva multi-turbina de la zona de estudio según la información de viento de la que partamos, mostrada esa información con las diferentes curvas multi-turbinas sobre la curva de comportamiento del aerogenerador.

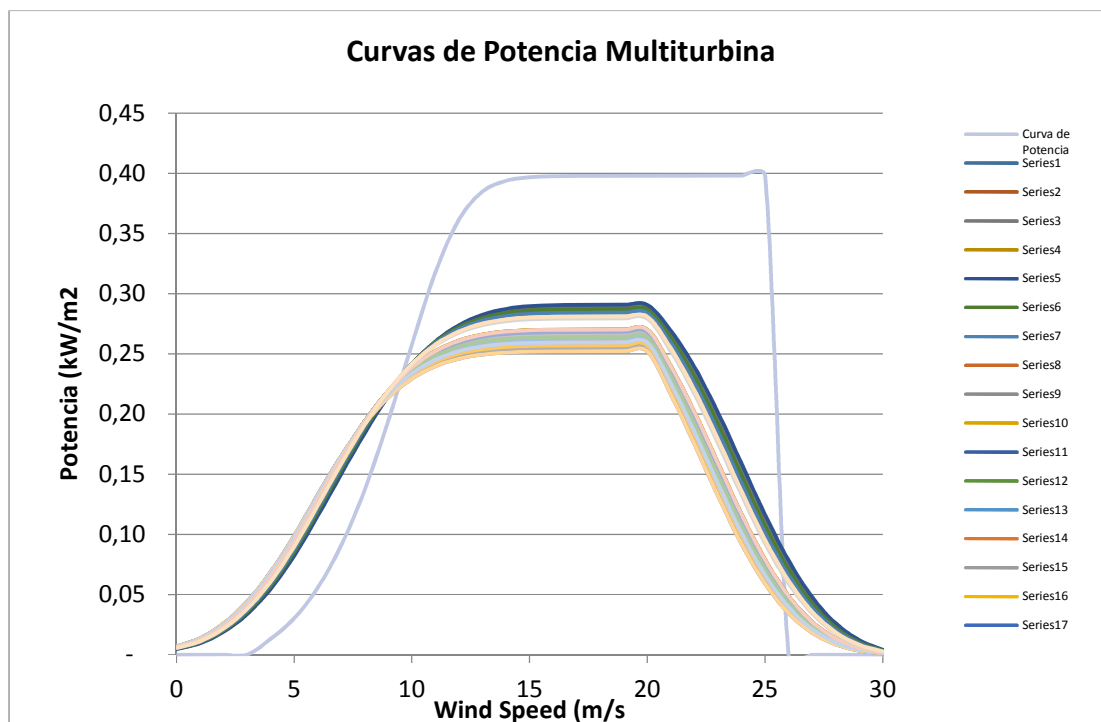


Ilustración 6. Curvas de Potencia Multi-turbina. Método de Hannele Holttinen

3.2 Conclusiones

Una vez llevada a la práctica el método de HH para una hipotética región de 300 x 300 kilómetros y 2.000 aerogeneradores de 2.000 kW potencia nominal, podemos extraer las siguientes conclusiones:

- Según los datos de partida la potencia máxima generada por la curva multi-turbina puede variar hasta en 200 kW. En nuestro caso particular puede ser achacable a muy distinto comportamiento del viento de todas las localizaciones disponibles en la base de datos.
- En la zona de arranque de los aerogeneradores la curva multi-turbina si cumple con su objetivo de suavizado (como se pudo ver en la ilustración anterior), pero no así en la zona de generación constante, donde la potencia de la curva multi-turbina es considerablemente superior a la curva simple. La potencia máxima es aproximadamente un 30% inferior.

Para poder llegar valorar la utilidad del método propuesto por HH, tendríamos que comparar la energía generada en un caso real con la energía simulada con la curva multi-turbina, tal como hizo HH en su artículo para 3 aerogeneradores diferentes, obteniendo como conclusión, que a pesar de no ser un fiel reflejo de la realidad podría ser un punto de partida para estudiar la localización correctas de los aerogeneradores.

4 Método Alternativo para Curva Multi-turbina

Una vez estudiado el método propuesto por Hannele Holttinen, y teniendo en consideración las diferentes hipótesis de partidas planteadas. Se nos plantea la posibilidad de plantear un método alternativo, para obtener la curva de potencia multi-turbina que defina el comportamiento de un modelo determinado aerogenerador instalado por toda una extensión determinada conocidos los parámetros de viento de una única ubicación.

4.1 Descripción del método propuesto.

- Especificamos las dimensiones del área D de estudio.
- Especificamos un aerogenerador de referencia a instalar por el área D.
- Cálculo de la velocidad media w_m (m/s) del viento a la altura del rotor.
- Cálculo de la propagación de tiempo T, siendo

$$T = D/w_m$$

- Realizamos la siguiente hipótesis: “Conocida la medida velocidad de viento en cada una de las horas durante todo un año, asumimos la distribución temporal del viento como si fuera una distribución espacial dentro de un recinto en estudio A”.
- Para determinar el recinto de estudio donde aplicar la hipótesis anterior, empleamos la propagación del tiempo T y el hecho de tomar medidas de viento en periodo de tiempo horarios. Así el número de puntos N que vamos a emplear para determinar el recinto A es

$$N = T/\Delta t$$

Donde T es el tiempo de propagación y Δt es el intervalo de tiempo de cada medida o paso. Siendo N un número par (mismo procedimiento que utilizado por Hannele Holttinen para crear las series de velocidades promediada por bloques).

- Para cada w_j de la serie de velocidades de viento, calculamos la Potencia promedio en el intervalo N+1 centrado en j

$$\bar{P}_j = \frac{1}{N+1} \sum_{i=j-\frac{N}{2}}^{j+\frac{N}{2}} P_i$$

La potencia P_i es calculada al pasar la velocidad w_i por la curva de potencia del aerogenerador.

Una vez calculado todos los P_j obtengo el vector de potencias promedio \bar{P} para toda la serie de datos de viento.

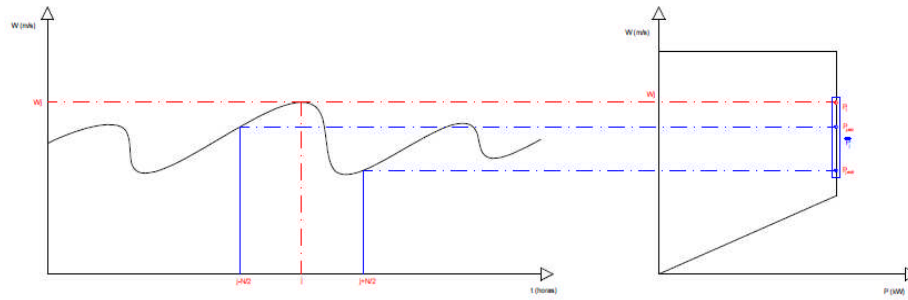


Ilustración 7. Método Propuesto (1)

- Con los datos del vector de potencias promedio \bar{P} calculo la curva multi-turbina asociada a la serie de vientos en esa determinada zona de la siguiente manera:

$$P_j^m = \frac{1}{N} \sum \bar{P}_i$$

Para cada una de los valores de la serie de viento discretizados en tramos de 0.1 m/s, busco en el vector \bar{P} su potencia promedio asociada, y en caso de que cada velocidad tenga más de una velocidad promedio \bar{P}_i asociada, la potencia P_j^m para esa velocidad será la potencia promedio de los N términos.

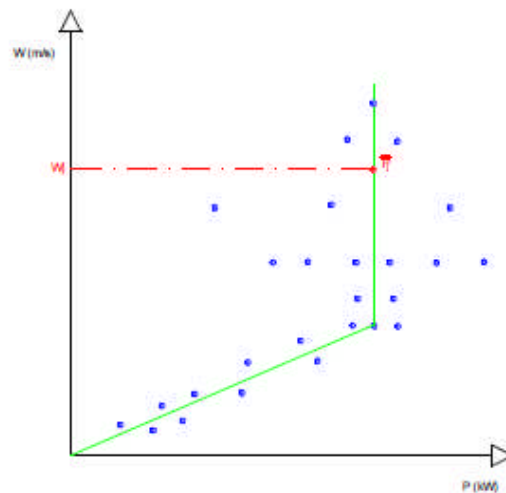


Ilustración 8. Método Propuesto (1)

4.2 Aplicación práctica a la base de datos disponible.

Una vez descrito el método alternativo propuesto por nosotros, vamos a llevarlo a la práctica aplicándolo a una de las series existente en la base de datos.

Aplicamos a la serie de datos denominada serie 1. La cual viene caracterizada por una velocidad media de 9,88 m/s y velocidad mediana de 6,95 m/s.

- Definimos un área de estudio para la cual queremos obtener la curva multi-turbina, que en este caso será de 300 km x 300 km, para un total de 2.000 aerogeneradores.
- Definimos un aerogenerador típico, en este caso seguimos con el modelo G80 de Gamesa.
- Cálculo de la velocidad media W_m (m/s) del viento a la altura del rotor 9,88 m/s.
- Cálculo de la propagación de tiempo T y N.

$$T = \frac{300 \text{ kn}}{9.88 \text{ m/s} \cdot 1 \text{ km}/1000 \text{ m}} = 30612 \text{ segundos} = 8.5 \text{ horas}$$

$$N = T/\Delta t = \frac{8.5}{1} \sim 8$$

- Realizamos la hipótesis de “conocida la medida velocidad de viento durante un periodo de 8 horas, asumimos la distribución temporal del viento como si fuera una distribución espacial dentro de un recinto en estudio A caracterizado por 8 posiciones”.

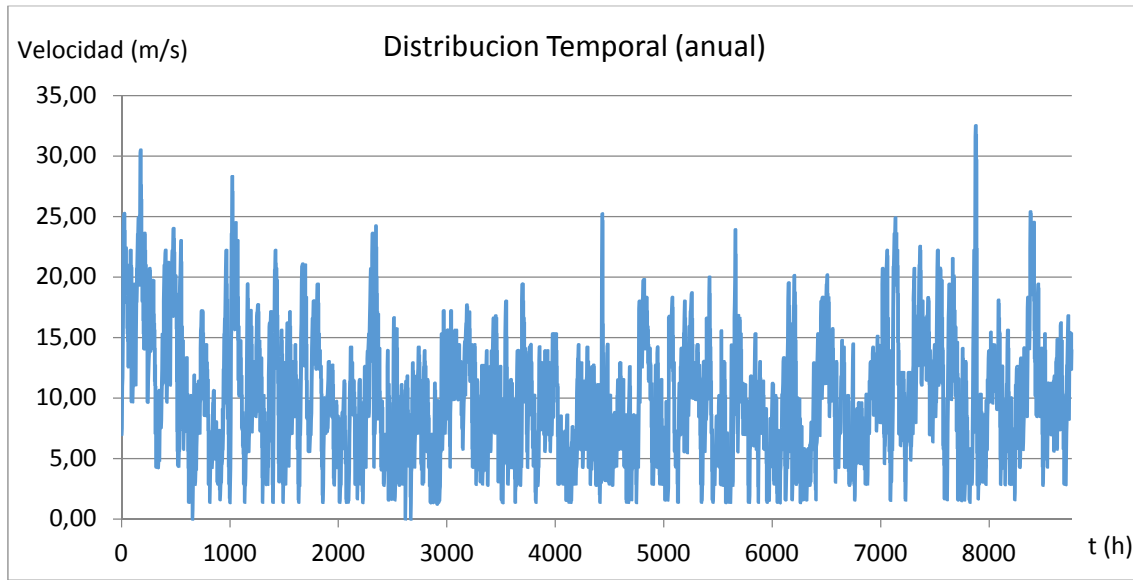


Ilustración 9. Distribución Temporal Anual

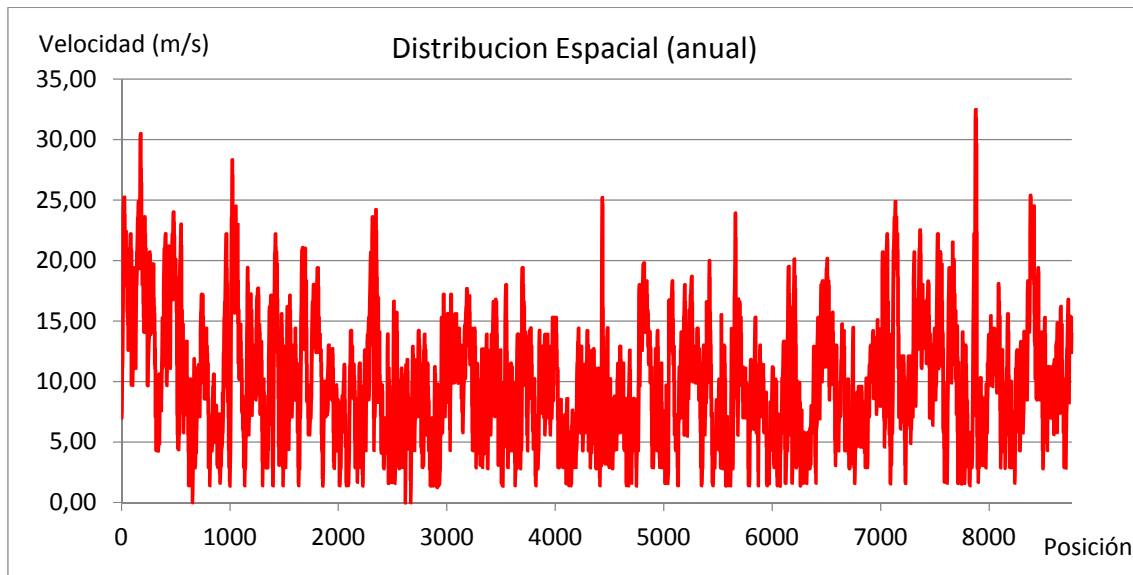


Ilustración 10. Distribución Espacial Anual

Así en la siguiente grafica podemos ver en rojo cómo sería la “distribución espacial” del viento en el primer punto de estudio, situado en la posición media número 5.

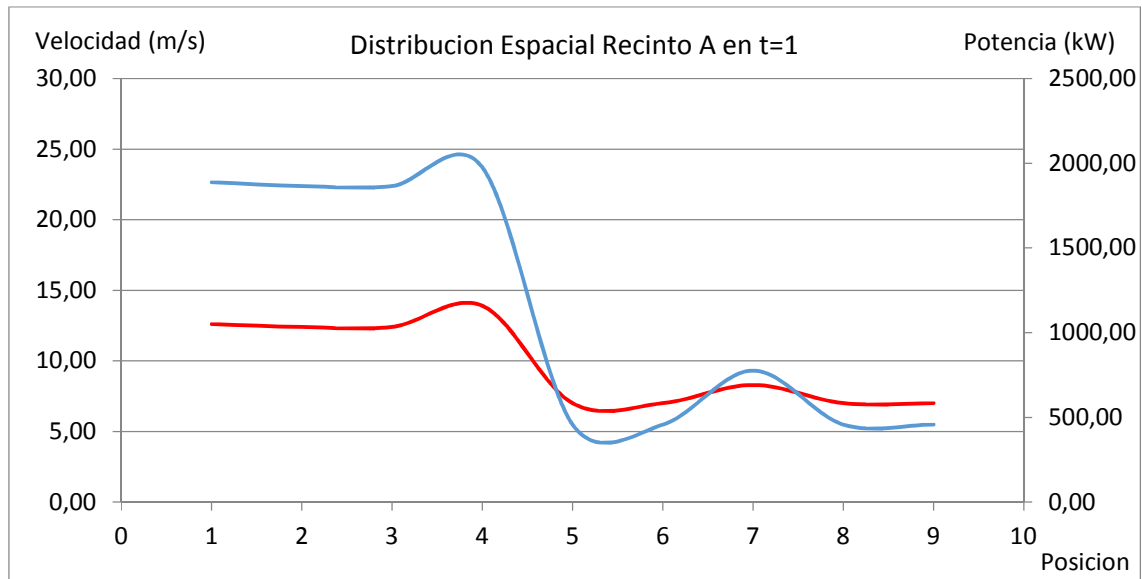


Ilustración 11. Distribución Espacial Recinto A en t=1

- Para cada w_j de la serie de velocidades de viento, calculamos la Potencia promedio en el intervalo N+1 centrado en j.

En la gráfica superior se encuentra representada gráficamente la primera fila correspondiente a t=1h.

Tabla 4. Calculo Potencia promedio para 10 primeros datos de la serie

w_j (m/s)	t (h)	Intervalo N+1									\bar{P}_j (kW)
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	
7,00	1	1888,20	1864,80	1864,80	1975,50	457,00	457,00	776,40	457,00	457,00	1133,08
7,00	2	1864,80	1864,80	1975,50	457,00	457,00	776,40	457,00	457,00	776,40	1009,54
8,30	3	1864,80	1975,50	457,00	457,00	776,40	457,00	457,00	776,40	1620,00	982,34
7,00	4	1975,50	457,00	457,00	776,40	457,00	457,00	776,40	1620,00	1620,00	955,14
7,00	5	457,00	457,00	776,40	457,00	457,00	776,40	1620,00	1620,00	1864,80	942,84
8,30	6	457,00	776,40	457,00	457,00	776,40	1620,00	1620,00	1864,80	1620,00	1072,07
11,10	7	776,40	457,00	457,00	776,40	1620,00	1620,00	1864,80	1620,00	1620,00	1201,29
11,10	8	457,00	457,00	776,40	1620,00	1620,00	1864,80	1620,00	1620,00	1899,90	1326,12
12,40	9	457,00	776,40	1620,00	1620,00	1864,80	1620,00	1620,00	1899,90	1864,80	1482,54
11,10	10	776,40	1620,00	1620,00	1864,80	1620,00	1620,00	1899,90	1864,80	1981,50	1651,93

Repetimos este proceso para los 8.760 datos de la serie.

- Con los datos del vector de potencias promedio \bar{P} calculo la curva multi-turbina asociada a la serie de vientos en esa determinada zona de la siguiente manera:

$$P_j^m = \frac{1}{N} \sum \bar{P}_i$$

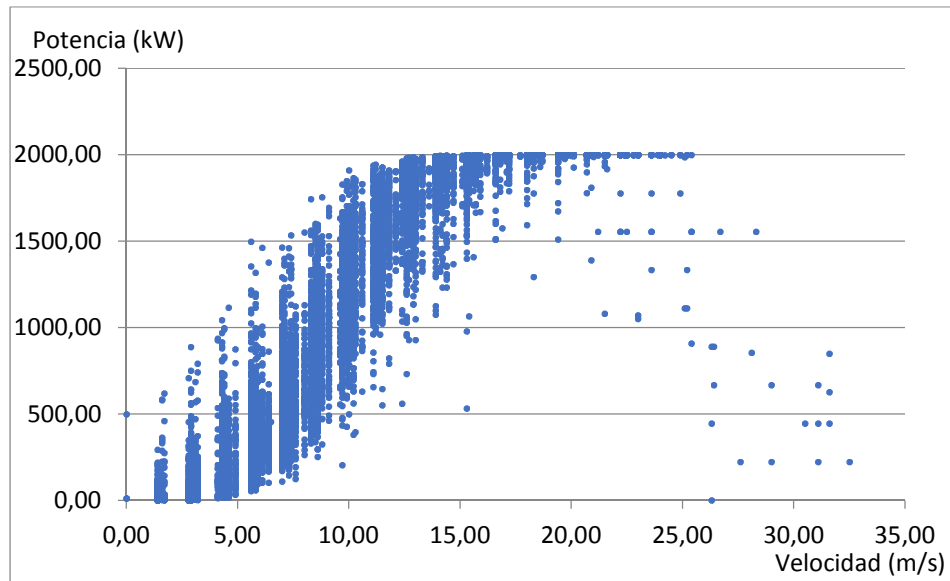


Ilustración 12. Potencias Promedios de la serie anual

- Comparamos la curva de la potencia multi-turbina para el recinto D con la curva del aerogenerador.



Ilustración 13. Curva Potencia Aerogenerador Vs Multi-turbina

Respecto a la ilustración anterior, cabe mencionar que la curva multi-turbina se ha graficado como de forma discretizada, de ahí los picos que se pueden observar en la curva.

4.3 Conclusiones

De la curva multi-turbina obtenida por el método alternativo podemos sacar las siguientes conclusiones:

- Tanto en la zona de arranque, como en la zona de potencia constante de los aerogeneradores la curva multi-turbina cumple con su objetivo de suavizado (como se puede ver en la ilustración anterior).

Para poder llegar a valorar la utilidad del método alternativo a HH propuesto, tendríamos que comparar la energía generada en un caso real con la energía simulada con la curva multi-turbina, y sacar así las correspondientes conclusiones que nos indique la utilidad de la curva multi-turbina obtenida.

5 Comparativo de ambos métodos propuestos para la obtención de Curva Multi-turbina

5.1 *Caso práctico simulación de la curva multi-turbina en una localización concreta.*

El objetivo del siguiente caso práctico es comparar las curvas multi-turbina obtenidas por ambos métodos, y su semejanza con la curva de potencia del aerogenerador. Para ellos vamos a simular el comportamiento de cada una de las dos curvas multi-turbinas en una única localización.

Teniendo en cuenta que el objetivo de la curva multi-turbina es que conocida la curva y los datos de una única localización, extrapolar los resultados a toda una región N. Tendríamos que multiplicar la energía anual generada por un aerogenerador por los 68 aerogeneradores situados en la localización. Para elegir que localización simular, elegimos una cuyos valores de viento no sean extremos, es decir que su factor de capacidad se encuentre en los valores medios, entorno 0,3. Luego vamos a simular en la localización Canada_B_5 o sitio 17 según la tabla 3.

Para ello, se ha preparado un programa en Matlab, en el cual cargamos las curvas multi-turbina obtenidas por ambos métodos, para una determinada localización a elegir, y las simulamos para poder comparar ambos métodos. El aerogenerador para el que se han calculado las curvas multi-turbina, como se ha seguido durante el desarrollo de tema, es el modelo G80 de Gamesa

5.1.1 Método de Hannele Holttinen

En una carpeta denominada “Método HH” se han guardado las curvas multi-turbina obtenidas en el punto 3 de este mismo tema. Las curvas se han guardado en archivos “.txt”.

Elegimos el sitio de la región donde queremos evaluar la curva multi-turbina y lo introducimos por pantalla. En este caso nos vamos a centrar en la denominada serie17, correspondiente a la localización Canada_B_5. Como se muestra en la captura, se carga la curva de potencia (curva multi-turbina), y se pasa por la serie de viento de la localización para calcular la potencia turbinada, previamente al cálculo de la potencia, se ha tenido que rectificar los datos de velocidad de viento a la altura del rotor.


```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Comparativa Multiturbina %%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

clear all
clc
format short %eng

a=pwd;
cd('Multiturbina')

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Método de Hannel Holttinen %%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

cd('Método HH')
nombre1=input('Introduzca Localización para obtener la curva Multiturbina de la región
WSPTable=importdata([nombre1,'.txt']); % Archivo.txt con Datos del aerogenerador
[mwSP,n]=size(WSPTable);
WS=WSPTable(2:mwSP,1); % Look-up Table viento (m/s)
Power=WSPTable(2:mwSP,2); % Look-up Table Potencia (kw)
HT=WSPTable(1,1); % Altura del Rotor
Prated=WSPTable(1,2); % Potencia Nominal Aerogenerador

```

Ilustración 14. Algoritmo Carga de Curva del aerogenerador. Método de Hannel Holttinen.

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Lectura de los archivos .txt de velocidades para los n sitios %%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

cd(a)
cd('Datos viento')
Mdatos=importdata([nombre1,'.txt']); % Archivo.txt con Datos de la localización
[mdatos,n]=size(Mdatos);
HW=Mdatos(1,1);
WSdatos=Mdatos(2:mdatos,1);

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Rectificación de la velocidad a la Altura del aerogenerador %%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

alfa=0.2;
WSR=WSdatos.*(HT/HW)^alfa; % Fórmula de rectificación de Altura
% según UNE61400-1
WSR_promedio=mean(WSR); % Velocidad Promedio
WSR_mediana=median(WSR); % Velocidad Mediana
WSR_moda=mode(WSR); % Velocidad Moda

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Potencia Turbinada %%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

Pt=interp1(WS,Power,WSR,'linear');
nhev=0;
nhdv=0;
for i=1:length(WSdatos)
    if WSR(i)> max(WS)
        Pt(i)=0;
        nhev=nhev+1;
        % Si la velocidad de viento > max. velocidad de viento permitida, el
        % Aerogenerador se pone en posición segura (No turbina).
    end
    if WSR(i)==0
        Pt(i)=0;
        nhdv=nhdv+1;
        % Si la velocidad de viento = 0, el aerogenerador no turbina
    end
end
end

```

Ilustración 15. Algoritmo Cálculo de Potencia. Método de Hannel Holttinen

Una vez calcula la potencia, se procede a calcular varios parámetros que nos van ayudar a comparar los dos métodos propuestos:

- Factor de Capacidad
- Velocidad Media
- Velocidad Mediana
- Velocidad Moda
- Potencia Media
- Potencia Mediana
- Energía Anual
- Número de Horas paradas por exceso de viento
- Número de Horas paradas por déficit de viento
- Energía Máxima

Posteriormente se sacará por pantalla la curva multi-turbina de la localización, para el aerogenerador G80 por el método de Hannele Holttinen.

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Resultados HH %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
fc=zeros(2,1);
vm=zeros(2,1);
vmdm=zeros(2,1);
vmd=zeros(2,1);
Ptm=zeros(2,1);
Ptmdn=zeros(2,1);
Eanual=zeros(2,1);
nhev_V=zeros(2,1);
nhdv_V=zeros(2,1);
Emax=zeros(2,1);

fc(1)=sum(Pt)/(Prated*length(Pt)); % Factor de Capacidad
vm(1)=mean(WSR); % Velocidad Media
vmdn(1)=median(WSR); % Velocidad Mediana
vmd(1)=mode(WSR); % Velocidad Moda
Ptm(1)=mean(Pt); % Potencia Media
Ptmdn(1)=median(Pt); % Potencia Mediana
Eanual(1)=sum(Pt); % Energía Anual
nhev_V(1)=nhev; % Número de Horas paradas por exceso de viento
nhdv_V(1)=nhdv; % Número de Horas paradas por déficit de viento
Emax(1)=Prated*length(Pt); % Energía Máxima

figure(1) % Curva Característica Multiturbina [Método Hannele Holttinen]
plot(Ws,Power)
title('Curva Multiturbina - Método Hannele Holttinen')
xlabel('Velocidad (m/s)')
ylabel('Potencia(kw)')

WS_HH=WS;
Power_HH=Power;
    
```

Ilustración 16. Algoritmo Presentación de Resultados. Método de Hannele Holttinen

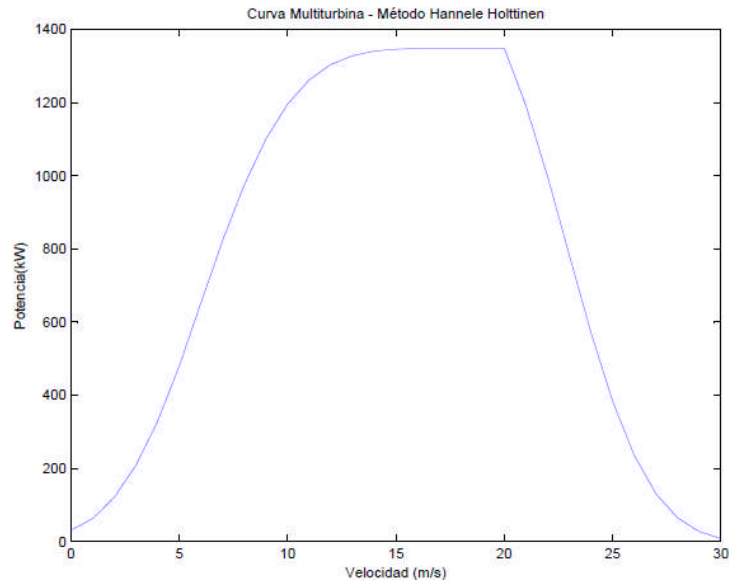


Ilustración 17. Curva de Potencia Multi-turbina. Método de Hannel Holttinen (Canadá B 5 o Serie 17)

5.1.2 Método Alternativo

En una carpeta denominada “Método Alternativo” se han guardado las curvas multi-turbina obtenidas en el punto 4 de este mismo tema. Las curvas se han guardado en archivos “.txt”.

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Método de Propio %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
cd(a)
cd('Multiturbina')
cd('Método Alternativo')

WSPTable=importdata([nombre1,'.txt']); % Archivo.txt con Datos del aerogenerador
[mwSP,n]=size(WSPTable);
WS=WSPTable(2:mwSP,1); % Look-up Table viento (m/s)
Power=WSPTable(2:mwSP,2); % Look-up Table Potencia (kw)
HT=WSPTable(1,1); % Altura del Rotor
Prated=WSPTable(1,2); % Potencia Nominal Aerogenerador

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Rectificación de la velocidad a la Altura del aerogenerador %%%%%%%%%%
% Los datos ya están cargados en el vector wsdatos, y las velocidades
% de viento no hay que rectificarlas ya que la altura de las máquinas la misma
```

Ilustración 18. Algoritmo Carga de Curva del aerogenerador. Método Alternativo

Para el sitio de la región donde a evaluar, se carga la curva de potencia (curva multi-turbina), y se pasa por la serie de viento de la localización, cargada previamente, para calcular la potencia turbinada.

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Potencia Turbinada %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
Pt=interp1(WS,Power,WSR,'linear');
nhev=0;
nhdv=0;
for i=1:length(wsdatos)
    if WSR(i)> max(WS)
        Pt(i)=0;
        nhev=nhev+1;
        % Si la velocidad de viento > max. velocidad de viento permitida, el
        % Aerogenerador se pone en posición segura (No turbina).
    end
    if WSR(i)==0
        Pt(i)=0;
        nhdv=nhdv+1;
        % Si la velocidad de viento = 0, el aerogenerador no turbina
    end
end
end

```

Ilustración 19. Algoritmo Cálculo de Potencia. Método Alternativo

Una vez calcula la potencia, se procede a calcular los parámetros que nos van ayudar para comparar los métodos propuestos, para sacar por pantalla la curva multi-turbina de la localización, para el aerogenerador G80 por el método de alternativo.

- Factor de Capacidad
- Velocidad Media
- Velocidad Mediana
- Velocidad Moda
- Potencia Media
- Potencia Mediana
- Energía Anual
- Número de Horas paradas por exceso de viento
- Número de Horas paradas por déficit de viento
- Energía Máxima

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Resultados MP %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

fc(2)=sum(Pt)/(Prated*length(Pt)); % Factor de Capacidad
vm(2)=mean(WSR); % Velocidad Media
vmdn(2)=median(WSR); % Velocidad Mediana
vmd(2)=mode(WSR); % Velocidad Moda
Ptm(2)=mean(Pt); % Potencia Media
Ptmdn(2)=median(Pt); % Potencia Mediana
Eaual(2)=sum(Pt); % Energía Anual
nhev_v(2)=nhev; % Número de Horas paradas por exceso de viento
nhdv_v(2)=nhdv; % Número de Horas paradas por déficit de viento
Emax(2)=Prated*length(Pt); % Energía Máxima

figure(2) % Curva Característica Multiturbina [Método Propio]
plot(WS,Power)
title('Curva Multiturbina - Método Propio')
xlabel('velocidad (m/s)')
ylabel('Potencia(kw)')

WS_MP=WS;
Power_MP=Power;

```

Ilustración 20. Algoritmo Presentación de Resultados. Método Alternativo

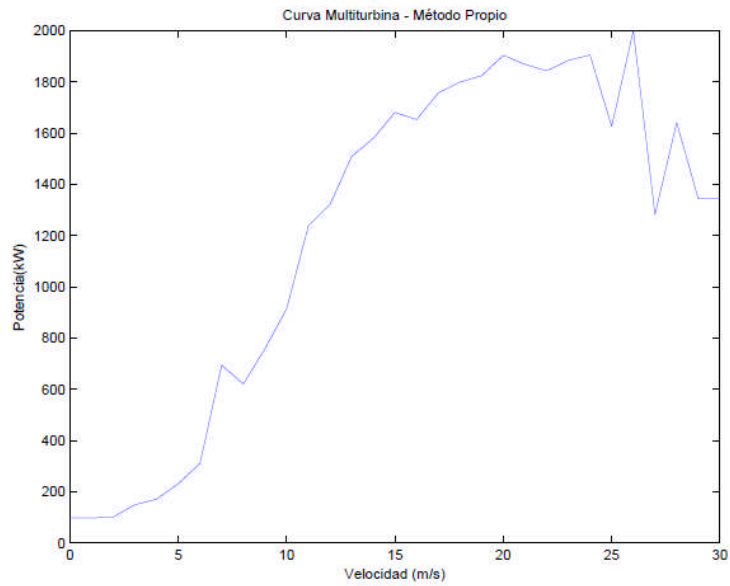


Ilustración 21. Curva de Potencia Multi-turbina. Método Alternativo (Canadá B 5 o Serie 17)

5.1.3 Simulación Aerogenerador G80

Cargada la curva de potencia del aerogenerador G80 se calcula la potencia de la localización en estudio, y se calculan los mismos parámetros anteriores que nos ayudarán a la hora de la comparación.

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Aerogenerador de referencia (G80) %%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
cd(a)
cd('Datos Aerogeneradores')
nombre2=input(' Introduzca Modelo Aerogenerador (G80):','s');

WSptable=importdata([nombre2,'.txt']); % Archivo.txt con Datos del aerogenerador
[mwSP,n]=size(WSptable);
WS=WSptable(2:mwSP,1);                % Look-up Table viento (m/s)
Power=WSptable(2:mwSP,2);              % Look-up Table Potencia (kw)
HT=WSptable(1,1);                      % Altura del Rotor
Prated=WSptable(1,2);                  % Potencia Nominal Aerogenerador
    
```

Ilustración 22. Algoritmo Carga de Curva del aerogenerador G80

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Rectificación de la velocidad a la Altura del aerogenerador %%%%%%%%%%
% Los datos ya están cargados en el vector wsdatos, y las velocidades
% de viento no hay que rectificarlas ya que la altura de las máquinas la misma

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Potencia Turbinada %%%%%%%%%%

Pt=interp1(Ws,Power,WSR,'linear');
nhev=0;
nhdv=0;
for i=1:length(wsdatos)
    if WSR(i)> max(WS)
        Pt(i)=0;
        nhev=nhev+1;
        % Si la velocidad de viento > max. velocidad de viento permitida, el
        % Aerogenerador se pone en posición segura (No turbina).
    end
    if WSR(i)==0
        Pt(i)=0;
        nhdv=nhdv+1;
        % Si la velocidad de viento = 0, el aerogenerador no turbina
    end
end
end

```

Ilustración 23. Algoritmo Cálculo de Potencia. Aerogenerador G80 (Canadá B 5 o Serie 17)

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Resultados Aerogenerador G80 %%%%%%%%%%

fc(3)=sum(Pt)/(Prated*length(Pt)); % Factor de Capacidad
vm(3)=mean(WSR); % Velocidad Media
vmdn(3)=median(WSR); % Velocidad Mediana
vmd(3)=mode(WSR); % Velocidad Moda
Ptm(3)=mean(Pt); % Potencia Media
Ptmdn(3)=median(Pt); % Potencia Mediana
Eanual(3)=sum(Pt); % Energía Anual
nhev_V(3)=nhev; % Número de Horas paradas por exceso de viento
nhdv_V(3)=nhdv; % Número de Horas paradas por déficit de viento
Emax(3)=Prated*length(Pt); % Energía Máxima

figure(3) % Curva Característica Aerogenerador
plot(Ws,Power)
title('Curva Multiturbina - Método Propio')
xlabel('Velocidad (m/s)')
ylabel('Potencia(kw)')

WS_G80=WS;
Power_G80=Power;

```

Ilustración 24. Algoritmo Presentación de Resultados. Aerogenerador G80 (Canadá B 5 o Serie 17)

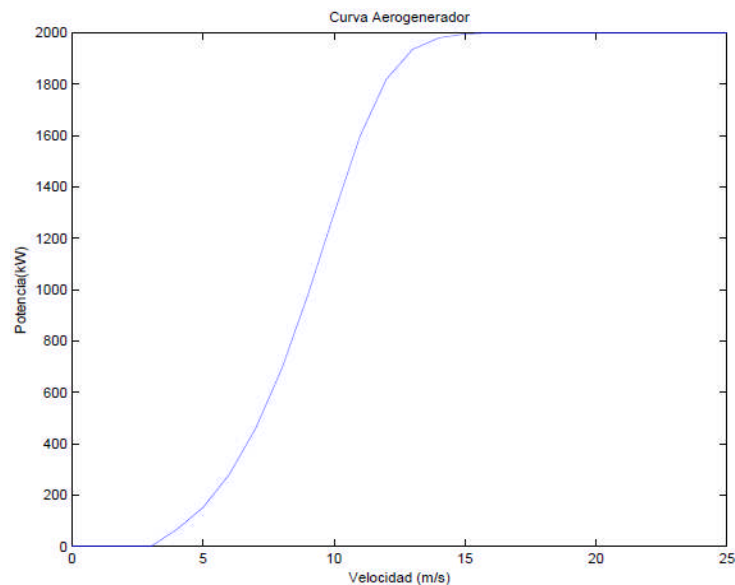


Ilustración 25. Curva de Potencia Aerogenerador G80

5.1.4 Resultados

Una vez cargados las curvas multi-turbina de ambos métodos y realizados los cálculos correspondientes, se procede a graficar los diagramas que nos ayudaran a realizar la comparación de ambos métodos, así como la creación de un archivo “.txt” con los resultados de ambos métodos.

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Comparativa de Métodos %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
figure(3)                                % Diagrama Curva Factor de Capacidad
bar(fc)
title('Factor de Capacidad')
ylabel('Factor de Capacidad')

figure(4)                                % Diagrama Potencia Media
bar(Ptm)
title('Potencia Media (kw)')
ylabel('Potencia Media (kw)')

figure(5)                                % Diagrama Energía anual
bar(Eanual/10^6)
title('Energía Anual')
ylabel('Energía anual(Gwh)')

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
figure(6)                                % Curvas Multiturbina
plot(WS_HH,Power_HH,WS_MP,Power_MP,WS_G80,Power_G80)
title('Curvas Multiturbina')
xlabel('velocidad (m/s)')
ylabel('Potencia(kw)')
```

Ilustración 26. Algoritmo Cálculo de Gráficas Comparativas de métodos

Las gráficas que se muestran por pantalla son:

- Diagrama Factor de Capacidad de ambos métodos
- Diagrama Potencia Media de ambos Métodos

- Diagrama Energía anual de Ambos Métodos
- Diagrama donde muestra la curva de potencia multi-turbina de ambos métodos y la curva de potencia del aerogenerador original G80.

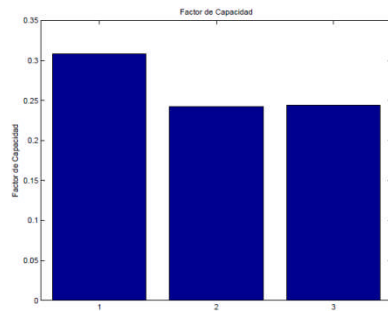


Ilustración 27. Comparativa Factor de Capacidad (Canadá B 5 o Serie 17)

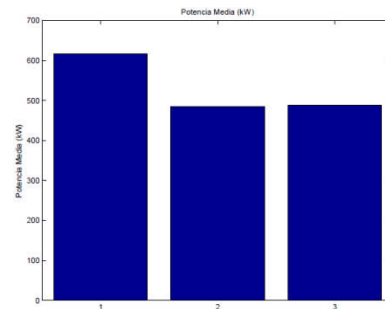


Ilustración 28. Comparativa Potencia Media (Canadá B 5 o Serie 17)

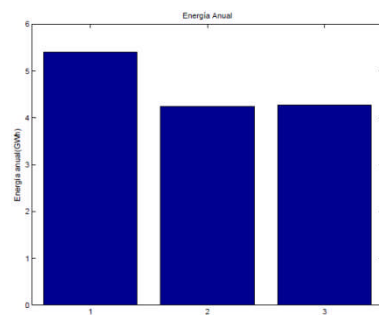


Ilustración 29. Comparativa Energía Anual (Canadá B 5 o Serie 17)

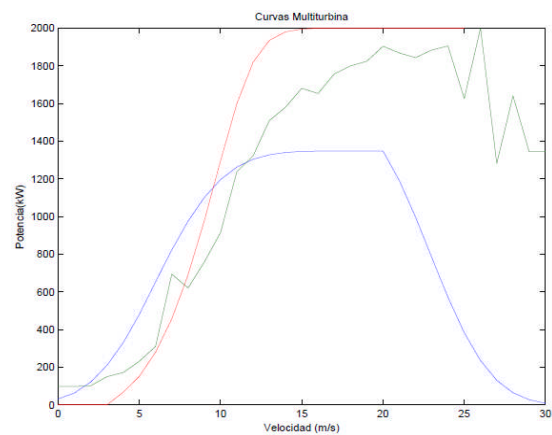


Ilustración 30. Comparativa Curva Multi-turbina HH, Método Alternativo y curva aerogenerador G80

El archivo a crear muestra 10 columnas con el factor de capacidad, velocidad media, velocidad mediana, velocidad moda, potencia media, potencia mediana, energía anual, número de horas en parada por exceso de viento, número de horas en parada por déficit de viento y energía máxima.

```

% Creación de archivo.txt con:
% - Columna 1. Factor de Capacidad
% - Columna 2. Velocidad media del viento
% - Columna 3. Velocidad mediana del viento
% - Columna 4. Velocidad moda
% - Columna 5. Potencia media
% - Columna 6. Potencia mediana
% - Columna 7. Energía Anual
% - Columna 8. Número de Horas paradas por exceso de viento
% - Columna 9. Número de Horas paradas por déficit de viento
% - Columna 10. Energía Máxima

Result=[fc,vm,vmdn',vmd,Ptm,Ptmdn,Eanua],nhev_v,nhdv_v,Emax];

cd(a)
mkdir('Resultados')
cd('Resultados')

%Archivo con resultados
dlmwrite(['Resultados - Multiturbina ',nombre1,'.txt'],Result,'delimiter','\t','precision', '%.2f');

```

Ilustración 31. Algoritmo Creación de archivo “.txt.” de resultados

Tabla 5. Resumen Resultados Comparación Método de HH, Método Alternativo y Aerogenerador.

Método	Fc	Vm (m/s)	Vmd (m/s)	Vd (m/s)	Pm (kW)	Pmd (kW)	Ea (MW)	He (horas)	Hd (horas)	Emax (MW)
Hannele Holttinen	0,31	6,08	5,43	4,67	617,07	554,31	5.405	-	480,00	17.520
Alternativo	0,24	6,08	5,43	4,67	484,67	265,41	4.245	-	480,00	17.520
Curva Potencia	0,24	6,08	5,43	4,67	488,20	206,91	4.276	6,00	480,00	17.520

5.2 Caso práctico simulación de la curva multi-turbina en una región.

Extrapolamos resultados para una región de 68 aerogeneradores en ambos métodos multi-turbina (multiplicar los resultados anteriores por las 68 localizaciones) y comparamos con los resultados de la simulación del aerogenerador G80 en toda la región N (tal como se vio en el capítulo 4).

Método	Energía anual (MW)
Hannele Holttinen	367.575
Alternativo	288.705
Aerogenerador G80	294.026

Importante destacar no se trata de simular la curva multi-turbina por cada una de las localizaciones, ya que de esta forma, se pierde el sentido de obtener una curva multi-turbina de la zona. Recordamos que el objetivo de la curva multi-turbina es predecir el comportamiento de toda una región conociendo únicamente los datos de viento en una única localización de toda la región.

Respecto a la potencia total generada vemos como el método de Alternativo tiene una desviación del 20% (Inferior) respecto a la simulación con el aerogenerador G80. Mientras que el método de Hannele Holttinen 25% (Superior) respecto a la simulación con el aerogenerador G80.

El que la potencia generada por el método de HH sea mayor que la potencia generada por el método alternativo y por la generalización de la curva del generador, es contrario a la idea por la cual decíamos que la curva multi-turbina por el método de HH no llegaba a generar la potencia nominal del generador y por lo tanto preveíamos que la potencia total generada sería menor.

En este caso práctico, los vientos predominantes durante la secuencia temporal se sitúan en la zona de arranque de del aerogenerador, por lo que el mayor suavizado de la curva multi-turbina del método de HH ha compensado la menor potencia máxima de la curva multi-turbina del método de HH.

5.3 Conclusiones

Analizando la curva multi-turbina obtenida por cada uno de los dos métodos propuestos podemos obtener las siguientes conclusiones:

- Ambos métodos está basados en buscar una relación entre la distribución temporal conocida y la distribución espacial desconocida. En el método de Hannele Holttinen se realiza una relación entre las desviaciones estándar espacial y temporal, mientras que en el método propuesto directamente asumimos distribución espacial igual a distribución espacial en un determinado recinto.
- De los resultados obtenidos concluimos que ambas curvas multi-turbina suavizan la curva de potencia del aerogenerador en la zona de arranque. En el método de HH es más radical, mientras que en el método alternativo el suavizado es menor, pareciéndose más a la curva de potencia del aerogenerador.
- La curva con el método de HH no llega nunca a generar la potencia nominal del aerogenerador, mientras que en el método propuesto si se alcanza. Este hecho nos lleva a anticipar que la energía total obtenida por el método alternativo será mayor que la obtenida por el método de HH, lo cual no es cierto, como se ha podido comprobar en el caso práctico.
- Respecto a la potencia total generada vemos como el método de Alternativo no tiene por qué generar más potencia que el método de HH, ya que esto dependerá de los vientos de la región. El mayor suavizado del método de HH, puede compensar la menor potencia máxima de la curva multi-turbina del método de HH, como sucedió en el caso práctico.
- Concluimos por tanto que, ninguno de los métodos refleja fielmente la realidad, y que son solo una herramienta para ayudar a estudiar posibles ubicaciones de aerogeneradores y del comportamiento de estos frente a la red eléctrica de la zona.

Tabla de Ilustraciones

Capítulo 5. Simulación de la Curva Multi-turbina

<i>Ilustración 1. Potencia Generada desde una turbina simple respecto a la velocidad del viento. Coeficiente C_p</i>	112
<i>Ilustración 2. Relación entre D, T y W_s.....</i>	114
<i>Ilustración 3. Ejemplo de distribución normal de las velocidades de viento para turbinas en un área determinada (la velocidad de viento indicada es relativa respecto a la velocidad promedio por bloque por el timeslot).</i>	114
<i>Ilustración 4. Desviación Estándar Normalizada de la distribución de velocidades de viento para una turbina en cualquier momento de tiempo.</i>	115
<i>Ilustración 5. Curva multi-turbina</i>	115
<i>Ilustración 6. Curvas de Potencia Multi-turbina. Método de Hannele Holttinen</i>	122
<i>Ilustración 7. Método Propuesto (1)</i>	124
<i>Ilustración 8. Método Propuesto (1)</i>	124
<i>Ilustración 9. Distribución Temporal Anual</i>	125
<i>Ilustración 10. Distribución Espacial Anual</i>	125
<i>Ilustración 11. Distribución Espacial Recinto A en $t=1$</i>	126
<i>Ilustración 12. Potencias Promedios de la serie anual</i>	127
<i>Ilustración 13. Curva Potencia Aerogenerador Vs Multi-turbina.....</i>	127
<i>Ilustración 14. Algoritmo Carga de Curva del aerogenerador. Método de Hannel Holttinen.....</i>	129
<i>Ilustración 15. Algoritmo Cálculo de Potencia. Método de Hannel Holttinen</i>	129
<i>Ilustración 16. Algoritmo Presentación de Resultados. Método de Hannel Holttinen</i>	130
<i>Ilustración 17. Curva de Potencia Multi-turbina. Método de Hannel Holttinen (Canadá B 5 o Serie 17)</i>	131
<i>Ilustración 18. Algoritmo Carga de Curva del aerogenerador. Método Alternativo.....</i>	131
<i>Ilustración 19. Algoritmo Cálculo de Potencia. Método Alternativo</i>	132
<i>Ilustración 20. Algoritmo Presentación de Resultados. Método Alternativo</i>	132
<i>Ilustración 21. Curva de Potencia Multi-turbina. Método Alternativo (Canadá B 5 o Serie 17) .</i>	133

<i>Ilustración 22. Algoritmo Carga de Curva del aerogenerador G80</i>	133
<i>Ilustración 23. Algoritmo Cálculo de Potencia. Aerogenerador G80 (Canadá B 5 o Serie 17)</i>	134
<i>Ilustración 24. Algoritmo Presentación de Resultados. Aerogenerador G80 (Canadá B 5 o Serie 17)</i>	134
<i>Ilustración 25. Curva de Potencia Aerogenerador G80</i>	135
<i>Ilustración 26. Algoritmo Cálculo de Gráficas Comparativas de métodos</i>	135
<i>Ilustración 27. Comparativa Factor de Capacidad (Canadá B 5 o Serie 17)</i>	136
<i>Ilustración 28. Comparativa Potencia Media (Canadá B 5 o Serie 17)</i>	136
<i>Ilustración 29. Comparativa Energía Anual (Canadá B 5 o Serie 17)</i>	136
<i>Ilustración 30. Comparativa Curva Multi-turbina HH, Método Alternativo y curva aerogenerador G80</i>	136
<i>Ilustración 31. Algoritmo Creación de archivo ".txt." de resultados.....</i>	137

Tabla de Tablas

Capítulo 5. Simulación de la Curva Multi-turbina

<i>Tabla 1. Parámetros de Weibull.....</i>	117
<i>Tabla 2. Curva Multi-turbina para Serie de datos i (kW/m²).</i>	119
<i>Tabla 3. Curva Multi-turbina para Serie de datos i (kW).</i>	120
<i>Tabla 4. Calculo Potencia promedio para 10 primeros datos de la serie</i>	126
<i>Tabla 5. Resumen Resultados Comparación Método de HH, Método Alternativo y Aerogenerador.....</i>	137

Capítulo 6. Conclusiones

Capítulo 6. Conclusiones

En la sección 1 definimos el objetivo del proyecto, el cual no era otro que detectado un mal aprovechamiento del recurso eólico consecuencia de los años del boom eólico en España y Alemania, buscar una herramienta que nos permitiera mejorar dos aspectos claves durante la fase de estudio de los proyectos eólicos, por un lado la ubicación geográfica de los aerogeneradores, y por otro lado, la instalación de aerogeneradores de potencia nominal y comportamiento optimizados para los niveles de viento de la localización.

Analizado el estado del mercado de la energía eólica, tanto a nivel nacional como internacional, así como un repaso al actual marco legislativo, en el capítulo 1, ya en el capítulo 2, se ha desarrollado los aspectos físicos que caracterizan a la energía eólica, los parámetros los cuales definen las características de la energía eólica y las principales características de los aerogeneradores eólicos.

Una vez conformada una base con de datos de viento de diferentes localizaciones y diferentes modelos de aerogeneradores, en el capítulo 3, es en el capítulo 4 donde desarrollamos las diferentes aplicaciones, programadas en Matlab, y mediante 4 casos prácticos, obtenemos las siguientes principales conclusiones.

- Velocidad Media Vs Velocidad Mediana

En la búsqueda de conocer cuál es el factor más adecuado para definir una buena localización, mediante varios casos prácticos observamos, que ante una velocidad media alta y una velocidad mediana alta, el saber cuál es la localización más eficiente no es directo, sino que hay que estudiar otras variables como el número de horas de funcionamiento del aerogenerador y el factor de capacidad del aerogenerador.

- Curva de Potencia

Aerogeneradores de igual potencia nominal, no se comportan igual ante los mismos vientos. La curva de potencia o de comportamiento es clave para elegir un aerogenerador apto para vientos altos o vientos bajos.

- Factor de Capacidad

El factor de capacidad nos da información del rendimiento del aerogenerador, pero para evaluar la eficiencia del recurso eólico disponible debemos emplear otros parámetros.

- Cálculos de Rampas.

En la sección 4 Cálculo de Rampas del capítulo 4, se han programado una aplicación la cual nos permite nos conocer los incrementos/decrementos de potencia entre un intervalo de tiempo a definir, 2, 3,4 o 5 horas. En particular hemos procedimos a calcular estos incrementos o rampas en intervalos de 5 horas, ya que a menores horas

las fluctuaciones de potencia eran despreciables. Llegado a este punto nos preguntamos si esta aplicación tenía utilidad o no. Está claro que no solucionamos el problema de la regulación secundaria, ya que para ello deberíamos disponer de datos de viento de al menos intervalos menores a 15 minutos, lo cual en fase de estudio es complicado. Pero si dispondremos de una herramienta adicional para disponer de información de las fluctuaciones de potencia de nuestro futuro parque. Además son mayor información de datos viento la misma aplicación si nos podría servir para ver cómo afectaría nuestro parque a la regulación secundaria del mercado.

- Curva Multi-turbina

Como se ha descrito en el capítulo 5, sería de gran utilidad el disponer de una herramienta que conocidos los datos de velocidad en un único punto de una región, extrapole esa información a toda la región para conocer la futura producción eólica de un determinado parque.

Ante esa idea, y apoyándonos en el artículo de Hannele Holttinen “*A Multi-Turbine Power Curve Approach*”, el cual busca el mismo objetivo, hemos sido capaces de obtener una curva de potencia general para una determinada región. Esta curva ha sido obtenida tanto por el método de HH como por un método alternativo propuesto por nosotros mismos.

Después de estudiar ambos métodos Concluimos que ninguno de los métodos refleja fielmente la realidad, y que son solo una herramienta para ayudar a estudiar posibles ubicaciones de aerogeneradores y del comportamiento de estos frente a la red eléctrica de la zona, lo cual es mejor que no hacer nada.

Como conclusión final a este PFM, podemos decir que dado el panorama actual de las energías renovables y del sector eólico en particular, prever una correcta ubicación de las nuevas instalaciones es un aspecto clave para asegurar la inversión del mismo, asegurando la mayor producción eléctrica garantizada. Por tanto, cualquier herramienta que nos ayude a prever la futura producción siempre será productiva.

Capítulo 7. Bibliografía

Capítulo 6. Bibliografía

1 Bibliografía

(GWEC), G. W. (s.f.). <http://www.gwec.net/>.

AEE. (s.f.). “Eólica 2010: Anuario del sector y análisis de datos”.

AENOR, N. U. (s.f.). *UNE 21302-415-2001*.

AENOR, N. U. (s.f.). *UNE 61400-1-2006*.

AENOR, N. U. (s.f.). *UNE 61400-1-2006(A1-2011)*.

AENOR, N. U. (s.f.). *UNE 61400-12-1-2007*.

AENOR, N. U. (s.f.). *UNE 61400-21-2009*.

AENOR, N. U. (s.f.). *UNE 61400-2-2007*.

AENOR, N. U. (s.f.). *UNE 61400-22-2011*.

AENOR, N. U. (s.f.). *UNE 61400-25-1-2007*.

AENOR, N. U. (s.f.). *UNE 61400-25-2-2007*.

AENOR, N. U. (s.f.). *UNE 61400-25-3-2007*.

AENOR, N. U. (s.f.). *UNE 61400-25-4-2009*.

AENOR, N. U. (s.f.). *UNE 61400-25-6-2011*.

AENOR, N. U. (s.f.). *UNE 61400-26-1-2013_EX*.

AENOR, N. U. (s.f.). *UNE 61400-4-2013*.

AENOR, N. U. (s.f.). *UNE 61400-25-5-2007*.

AENOR, N. U. (s.f.). *UNE-EN_61400-11=2004*.

AENOR, N. U. (s.f.). *UNE-EN_61400-11=2004_ERRATUM*.

AENOR, N. U. (s.f.). *UNE-EN_61400-11=2013*.

alt., A. A.-R. (s.f.). *Energía Eólica. Guía Técnica*.

Álvarez, C. (s.f.). *Energía Eólica. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía*.

America, W. P. (s.f.). <http://www.windpoweringamerica.gov>.

Amherst, U. o. (s.f.). *Wind Power. Capacity Factor. Wind Energy Center*.

Apt, W. K. (s.f.). *The Cost of Wind Power Variability*. Carnegie Mellon University, Pittsburgh, PA 15213, USA: Department of Engineering and Public Policy and Tepper School of Business.

Association, T. W. (2014). *2014 Half-year Report*.

Assotiation, D. W. (s.f.). <http://www.windpower.org>.

- Assotiation, E. W. (s.f.). <http://www.ewea.org>.
- Carlos Méndez, F. G.-L. (s.f.). *Evaluacion del efecto de una estela en el desempeño de un parque eólico*.
- Co., S. W. (s.f.). Eternal Power From Sinovel.
- Co., S. W. (s.f.). SL1500/89 WEC Technical Specification.
- Co., S. W. (s.f.). SL3000 WEC Technical Specification.
- Conocimiento, I. d. (7 de junio de 2013). Estudio de rampas de producción eólica. (s.f.). Energía Eólica. En *Curso de Física Ambiental*. UCLM.
- Energía, A. A. (s.f.). *Energía Eólica. Guía Técnica*.
- Energía, A. A. (s.f.). <http://www.agenciaandaluzadelaenergia.es>.
- España, R. E. (s.f.). *El SItema Eléctrico Español - Avance del Informe 2014*.
- Española, R. E. (s.f.). <http://www.ree.es>.
- Eurostat. (s.f.). <http://epp.eurostat.ec.europa.eu>.
- EWEA. (s.f.). "Wind Energy, The Facts".
- Gamesa. (2012). Gamesa 114 - 2.5 MW.
- Gamesa. (2012). Gamesa 2.0 - 2.5 MW.
- Gamesa. (2012). Gamesa 850 MW.
- Gamesa. (Junio 2008). Gamesa G58-850 MW.
- Gamesa. (Junio 2008). Gamesa G80-2000 MW.
- Gamesa. (Junio 2008). Gamesa G90-2000 MW.
- Gmbh, E. (July 2013). Enercon Product Overview.
- Gmbh, E. (July 2013). Enercon Technology & Services.
- Gmbh, E. (Octubre 2010). Aerogeneradores Enercon Gama de Productos.
- Grande, C. d.-S. (2015). *Efecto Técnico-Económicos de la Integración de Energía Eólica y Solar en el Sing: Escenario año 2014*.
- IDEA. (2005). Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010.
- Ing. Ricardo Iannini, I. J. (s.f.). *Energía Eolica. Teoría y Características de Instalaciones*.
- J. A. González, U. (s.f.). Curso de Acústica del Master en Prevención de Riesgos Laborales .
- Llorente, J. F. (Madrid, 15 de junio de 2007). La energía eólica en el desarrollo del sistema eléctrico:. *REE Eléctrica de España*.
- Ministerio de Industria, C. y. (s.f.). <http://www.mityc.es/energia/es-ES/Paginas/index.aspx>.

Neumann, A. L. (2002). *LA ENERGÍA EÓLICA: Principios básicos y tecnología*. Catedrático de Máquinas y Motores Térmicos, Escuela Politécnica Superior, Departamento de Ingeniería, Universidad Carlos III de Madrid.

Olea Arias, J. (s.f.). *IONfluencia de la Generación Eólica en la Regulación Secundaria en el Sistema Eléctrico Español*. ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

Siemens. (2013). Siemens D3 Platform 3.0 MW.

Siemens. (2013). Siemens D6 Platform 6.0 MW.

Siemens. (2013). Siemens G2 Platform 2.3 MW.

Systems, V. W. (2013). Vestas 2 MW Platform.

Systems, V. W. (2013). Vestas 3 MW Platform.

Voneschen, M. F. (s.f.). www.amics21.com/laveritat. Obtenido de Introducción a la teoría de las turbinas eólicas.

Wind, G. (s.f.). Wind Energy Basics.

Wyngard, H. R. (s.f.). Energía Eólica. La Generación Eólica. Profesor Titular Pontificia Universidad Católica de.

Wyngard, H. R. (s.f.). Generación Eólica.

Capítulo 8. Índice de Figuras

Capítulo 8. Índice de Figuras

Capítulo 1. Energía Eólica. Contexto

<i>Ilustración 1. Potencia Mundial Instalada [MW]</i>	8
<i>Ilustración 2. Potencia Mundial Instalada Acumulada [MW] (Fuente. AEE)</i>	9
<i>Ilustración 3. Nueva Potencia Instalada durante 2014</i>	10
<i>Ilustración 4. Ranking 2014 (Fuente. 2014 Half-Year Report. WWEA-2014)</i>	12
<i>Ilustración 5. Evolución de la potencia eólica instalada año a año en España (en MW)</i>	13
<i>Ilustración 6. Reparto de la potencia instalada por Comunidades Autónomas en 2014</i>	14
<i>Ilustración 7. Cobertura de la demanda de energía eléctrica en 2013. Fuente REE</i>	14
<i>Ilustración 8. Evolución mensual de la generación eólica (2008-2013). Fuente REE</i>	15
<i>Ilustración 9. Generación eólica anual y tasa de variación en 2013. Fuente REE</i>	15
<i>Ilustración 10. Figura. Factor de capacidad promedio, mínimo y máximo (período 1998-2013) y promedio mensual de 2013. Fuente AEE</i>	15

Capítulo 2. Modelo de Producción Eólica Regional

<i>Ilustración 1. Diagrama Polar</i>	21
<i>Ilustración 2. Registro de un Anemómetro</i>	22
<i>Ilustración 3. Clasificación del Viento Beaufort (a)</i>	22
<i>Ilustración 4. Clasificación del Viento Beaufort (b)</i>	23
<i>Ilustración 5. Clasificación del Viento Beaufort (c)</i>	23
<i>Ilustración 6. Imagen de rayos infrarrojos de la superficie del mar tomada por el satélite de la NASA, NOAA-7.</i>	24
<i>Ilustración 7. Movimiento del aire en la atmósfera(a)</i>	24
<i>Ilustración 8. Movimiento del aire en la atmósfera (b)</i>	25
<i>Ilustración 9. Vientos Diurnos</i>	26
<i>Ilustración 10. Vientos Nocturnos</i>	26
<i>Ilustración 11. Variabilidad del viento a corto plazo</i>	27
<i>Ilustración 12. Variación de la Velocidad del Viento con la Altura</i>	28
<i>Ilustración 13. Relación entre la velocidad del viento, su valor en grados Beaufort, sus efectos fácilmente apreciables, la densidad de potencia, la energía a lo largo de un año y la presión dinámica.</i>	29
<i>Ilustración 14. Coeficiente de potencia C_p para diferentes tipos de Aerogeneradores</i>	30
<i>Ilustración 15. Modelo de Betz</i>	31
<i>Ilustración 16. Distribución de Weibull. Expresa con que frecuencia sopla el viento en un rango de velocidad determinado.</i>	34

<i>Ilustración 17. Representación de la función de densidad de Weibull para diferentes valores del parámetro de forma k.....</i>	35
<i>Ilustración 18. Distribución de densidad de probabilidad de Rayleigh para diferentes valores del parámetro σ.....</i>	35
<i>Ilustración 19. Curva de Potencia Aerogenerador modelo G58 del Fabricante Gamesa</i>	36
<i>Ilustración 20. Componentes de un aerogenerador</i>	39

Capítulo 3. Generación de Series de Producción Eólica Regional

<i>Ilustración 1. Localización estaciones meteorológicas en los Países Bajos</i>	44
<i>Ilustración 2. Coordenadas Estaciones Meteorológicas en los Países Bajos</i>	45
<i>Ilustración 3. Territorio de Canadá</i>	46
<i>Ilustración 4. Algoritmo Preparación de Datos Canadá</i>	47
<i>Ilustración 5. Tabla de velocidades medias rectificadas</i>	48
<i>Ilustración 6. Cuota de Mercado a nivel Mundial</i>	49
<i>Ilustración 7. Cuota de Mercado a nivel Nacional.....</i>	50
<i>Ilustración 8. Modelos de Aerogeneradores</i>	52
<i>Ilustración 9. Curva del aerogenerador G80</i>	53

Capítulo 4. Análisis de Variabilidad de Producción Eólica Regional

<i>Ilustración 1. Algoritmo Carga información Aerogenerador</i>	57
<i>Ilustración 2. Captura de Pantalla. Modelo de Turbina.....</i>	57
<i>Ilustración 3. Captura de Pantalla. Base de Datos de Aerogeneradores</i>	58
<i>Ilustración 4. Captura de Pantalla. Modelo de Turbina.....</i>	58
<i>Ilustración 5. Captura de Pantalla. Curva de Potencia G80</i>	58
<i>Ilustración 6. Algoritmo Carga información Aerogenerador</i>	59
<i>Ilustración 7. Captura de Pantalla. Localización</i>	59
<i>Ilustración 8. Captura de Pantalla. Base de Datos de Localizaciones.....</i>	59
<i>Ilustración 9. Captura de Pantalla. Localización</i>	60
<i>Ilustración 10. Algoritmo Rectificación de la velocidad a la altura del rotor.....</i>	60
<i>Ilustración 11. Algoritmo Calculo de la Potencia Turbina mediante interpolacion lineal</i>	61
<i>Ilustración 12. Captura de pantalla. Curva de Potencia Generada en kW para las 8760 horas del año.....</i>	61
<i>Ilustración 13. Algoritmo Calculo del Factor de Capacidad.....</i>	62
<i>Ilustración 14. Algoritmo Presentación de Resultados</i>	62
<i>Ilustración 15. Captura de pantalla. Archivo de resultados ".txt"</i>	63

<i>Ilustración 16. Características Técnicas del Aerogenerador de Gamesa Modelo G80. Obtenidas de su correspondiente catálogo Técnico.....</i>	<i>64</i>
<i>Ilustración 17. Curva de Potencia Aerogenerador G80</i>	<i>64</i>
<i>Ilustración 18. Resultados Aerogenerador G80 en localización 330</i>	<i>64</i>
<i>Ilustración 19. Resultados Aerogenerador G80 en localización Canadá A 1</i>	<i>65</i>
<i>Ilustración 20. Resultados Aerogenerador G80 en localización Canadá C 1</i>	<i>65</i>
<i>Ilustración 21. Curva de Potencia Generada Aerogenerador G80 en localización 330</i>	<i>68</i>
<i>Ilustración 22. Curva de Potencia Generada Aerogenerador G80 en localización Canadá A 1</i>	<i>68</i>
<i>Ilustración 23. Curva de Potencia Generada Aerogenerador G80 en localización Canadá C 1</i>	<i>68</i>
<i>Ilustración 24. Curva de Potencia Aerogenerador G58</i>	<i>69</i>
<i>Ilustración 25. Curva de Potencia Generada Aerogenerador G58 en localización Canadá H 3</i>	<i>69</i>
<i>Ilustración 26. Resultados Aerogenerador G58 en localización Canadá H 3</i>	<i>69</i>
<i>Ilustración 27. Curva de Potencia Aerogenerador E53.....</i>	<i>70</i>
<i>Ilustración 28. Curva de Potencia Generada Aerogenerador E53 en localización Canadá H 3</i>	<i>70</i>
<i>Ilustración 29. Resultados Aerogenerador E53 en localización Canadá H 3</i>	<i>70</i>
<i>Ilustración 30. Curva de Potencia Aerogenerador E44.....</i>	<i>71</i>
<i>Ilustración 31. Curva de Potencia Generada Aerogenerador E44 en localización Canadá H 3</i>	<i>71</i>
<i>Ilustración 32. Resultados Aerogenerador E44 en localización Canadá H 3</i>	<i>71</i>
<i>Ilustración 33. Energía Generada Aerogenerador G58, E53 y E44 en localización Canadá H 3 ...</i>	<i>72</i>
<i>Ilustración 34. Curva de Potencia Aerogenerador G80</i>	<i>73</i>
<i>Ilustración 35. Curva de Potencia Generada Aerogenerador G80 en localización Canadá H 3</i>	<i>73</i>
<i>Ilustración 36. Resultados Aerogenerador G80 en localización Canadá H 3</i>	<i>73</i>
<i>Ilustración 37. Curva de Potencia Aerogenerador G90</i>	<i>74</i>
<i>Ilustración 38. Curva de Potencia Generada Aerogenerador G90 en localización Canadá H</i>	<i>74</i>
<i>Ilustración 39. Resultados Aerogenerador G90 en localización Canadá H 3</i>	<i>74</i>
<i>Ilustración 40. Curva de Potencia Aerogenerador E82-2</i>	<i>75</i>
<i>Ilustración 41. Curva de Potencia Generada Aerogenerador E82-2 en localización Canadá H</i>	<i>75</i>
<i>Ilustración 42. Resultados Aerogenerador E82-2 en localización Canadá H 3</i>	<i>75</i>
<i>Ilustración 43. Energía Generada Aerogenerador G80, G90 y E82-2 en localización Canadá H 3</i>	<i>76</i>
<i>Ilustración 44. Curva de Potencia Aerogenerador G80</i>	<i>77</i>
<i>Ilustración 45. Curva de Potencia Generada Aerogenerador G80 en localización 285 (Holanda) 77</i>	

<i>Ilustración 46. Resultados Aerogenerador G80 en localización 285 (Holanda).....</i>	<i>77</i>
<i>Ilustración 47. Curva de Potencia Aerogenerador G58</i>	<i>78</i>
<i>Ilustración 48. Curva de Potencia Generada Aerogenerador G58 en localización 285 (Holanda) 78</i>	
<i>Ilustración 49. Resultados Aerogenerador G58 en localización 285 (Holanda).....</i>	<i>78</i>
<i>Ilustración 50. Energía Generada Aerogenerador G80 y G58 en localización 285 (Holanda)</i>	<i>79</i>
<i>Ilustración 51. Factor de Capacidad Aerogenerador G80, G90 y E82-2 en localización Canadá H 3</i>	<i>79</i>
<i>Ilustración 52. Algoritmo Carga información Aerogenerador</i>	<i>80</i>
<i>Ilustración 53. Captura de Pantalla. Modelo de Turbina.....</i>	<i>80</i>
<i>Ilustración 54. Captura de Pantalla. Base de Datos de Aerogeneradores</i>	<i>81</i>
<i>Ilustración 55. Algoritmo del Proceso Iterativo cálculo de la potencia turbina por el aerogenerador en todas las localizaciones cargadas de la base de datos.</i>	<i>82</i>
<i>Ilustración 56. Algoritmo Presentación de Resultados y generación de gráficos</i>	<i>84</i>
<i>Ilustración 57. Curva de Potencia Aerogenerador G80</i>	<i>85</i>
<i>Ilustración 58. Energía Generada Aerogenerador G80 (Región)</i>	<i>85</i>
<i>Ilustración 59. Factor de Capacidad Vs Velocidad Media Aerogenerador G80 (Región)</i>	<i>85</i>
<i>Ilustración 60. Factor de Capacidad Vs Velocidad Mediana Aerogenerador G80 (Región)</i>	<i>85</i>
<i>Ilustración 61. Factor de Capacidad Vs Potencia Media Aerogenerador G80 (Región).....</i>	<i>86</i>
<i>Ilustración 62. Factor de Capacidad Vs Potencia Mediana Aerogenerador G80 (Región).....</i>	<i>87</i>
<i>Ilustración 63. Curva de Potencia Aerogenerador G90</i>	<i>87</i>
<i>Ilustración 64. Energía Generada Aerogenerador G90 (Región)</i>	<i>87</i>
<i>Ilustración 65. Factor de Capacidad Vs Velocidad Media Aerogenerador G90 (Región)</i>	<i>87</i>
<i>Ilustración 66. Factor de Capacidad Vs Velocidad Mediana Aerogenerador 90 (Región)</i>	<i>87</i>
<i>Ilustración 67. Factor de Capacidad Vs Potencia Media Aerogenerador G90 (Región).....</i>	<i>88</i>
<i>Ilustración 68. Factor de Capacidad Vs Potencia Mediana Aerogenerador G90 (Región).....</i>	<i>88</i>
<i>Ilustración 69. Curva de Potencia Aerogenerador E82-2</i>	<i>89</i>
<i>Ilustración 70. Energía Generada Aerogenerador E82-2 (Región)</i>	<i>89</i>
<i>Ilustración 71. Factor de Capacidad Vs Velocidad Media Aerogenerador E82-2 (Región)</i>	<i>89</i>
<i>Ilustración 72. Factor de Capacidad Vs Velocidad Mediana Aerogenerador E82-2 (Región)</i>	<i>89</i>
<i>Ilustración 73. Factor de Capacidad Vs Potencia Media Aerogenerador E82-2 (Región)</i>	<i>90</i>
<i>Ilustración 74. Factor de Capacidad Vs Potencia Mediana Aerogenerador E82-2 (Región)</i>	<i>90</i>
<i>Ilustración 75. Curva de Potencia Aerogenerador G58</i>	<i>91</i>

<i>Ilustración 76. Energía Generada Aerogenerador G58 (Región)</i>	<i>91</i>
<i>Ilustración 77. Factor de Capacidad Vs Velocidad Media Aerogenerador G58 (Región)</i>	<i>91</i>
<i>Ilustración 78. Factor de Capacidad Vs Velocidad Mediana Aerogenerador G58 (Región)</i>	<i>91</i>
<i>Ilustración 79. Factor de Capacidad Vs Potencia Media Aerogenerador G58 (Región)</i>	<i>92</i>
<i>Ilustración 80. Factor de Capacidad Vs Potencia Media Aerogenerador G58 (Región)</i>	<i>92</i>
<i>Ilustración 81. Curva de Potencia Aerogenerador E44</i>	<i>93</i>
<i>Ilustración 82. Energía Generada Aerogenerador E44 (Región)</i>	<i>93</i>
<i>Ilustración 83. Factor de Capacidad Vs Velocidad Media Aerogenerador E44 (Región)</i>	<i>93</i>
<i>Ilustración 84. Factor de Capacidad Vs Velocidad Mediana Aerogenerador E44 (Región)</i>	<i>93</i>
<i>Ilustración 85. Factor de Capacidad Vs Potencia Media Aerogenerador E44 (Región)</i>	<i>94</i>
<i>Ilustración 86. Factor de Capacidad Vs Potencia Mediana Aerogenerador E44 (Región)</i>	<i>94</i>
<i>Ilustración 87. Factor de Capacidad para Aerogeneradores G80, G90, E82-2, G58 y E44</i>	<i>95</i>
<i>Ilustración 88. Energía Generada por los Aerogeneradores G80, G90, E82-2, G58 y E44</i>	<i>96</i>
<i>Ilustración 89. Número de Horas paradas por exceso de viento para los Aerogeneradores G80, G90, E82-2, G58 y E44</i>	<i>97</i>
<i>Ilustración 90. Número de Horas paradas por déficit de viento para los Aerogeneradores G80, G90, E82-2, G58 y E44</i>	<i>98</i>
<i>Ilustración 91. Algoritmo. Cálculo de Rampas</i>	<i>100</i>
<i>Ilustración 92. Factor de Capacidad (región) Vs Velocidad Media para el Aerogenerador G90. (Algoritmo Cálculo de Rampas)</i>	<i>101</i>
<i>Ilustración 93. Media las Rampas (Región) Vs Factor de Capacidad para el Aerogenerador G90 (Algoritmo Cálculo de Rampas)</i>	<i>102</i>
<i>Ilustración 94. Desviación Típica de las Rampas (Región) Vs Factor de Capacidad para el Aerogenerador G90 (Algoritmo Cálculo de Rampas)</i>	<i>103</i>
<i>Ilustración 95. Media las Rampas (Región) Vs Factor de Capacidad para el Aerogenerador E82-2 (Algoritmo Cálculo de Rampas)</i>	<i>103</i>
<i>Ilustración 96. Desviación Típica de las Rampas (Región) Vs Factor de Capacidad para el Aerogenerador E82-2 (Algoritmo Cálculo de Rampas)</i>	<i>103</i>
<i>Ilustración 97. Media las Rampas (Región) Vs Factor de Capacidad para el Aerogenerador G58 (Algoritmo Cálculo de Rampas)</i>	<i>104</i>
<i>Ilustración 98. Desviación Típica de las Rampas (Región) Vs Factor de Capacidad para el Aerogenerador G58 (Algoritmo Cálculo de Rampas)</i>	<i>104</i>
<i>Tabla 1. Resultados de Velocidades</i>	<i>66</i>
<i>Tabla 2. Resultados Horas de no funcionamiento</i>	<i>67</i>

<i>Tabla 3. Resultados Factor de Capacidad</i>	<i>67</i>
<i>Tabla 4. Resultados Potencia Generada</i>	<i>67</i>
Capítulo 5. Simulación de la Curva Multi-turbina	
<i>Ilustración 1. Potencia Generada desde una turbina simple respecto a la velocidad del viento. Coeficiente C_p.</i>	<i>112</i>
<i>Ilustración 2. Relación entre D, T y W_s.....</i>	<i>114</i>
<i>Ilustración 3. Ejemplo de distribución normal de las velocidades de viento para turbinas en un área determinada (la velocidad de viento indicada es relativa respecto a la velocidad promedio por bloque por el timeslot).....</i>	<i>114</i>
<i>Ilustración 4. Desviación Estándar Normalizada de la distribución de velocidades de viento para una turbina en cualquier momento de tiempo.</i>	<i>115</i>
<i>Ilustración 5. Curva multi-turbina</i>	<i>115</i>
<i>Ilustración 6. Curvas de Potencia Multi-turbina. Método de Hannele Holttinen</i>	<i>122</i>
<i>Ilustración 7. Método Propuesto (1)</i>	<i>124</i>
<i>Ilustración 8. Método Propuesto (1)</i>	<i>124</i>
<i>Ilustración 9. Distribución Temporal Anual</i>	<i>125</i>
<i>Ilustración 10. Distribución Espacial Anual</i>	<i>125</i>
<i>Ilustración 11. Distribución Espacial Recinto A en $t=1$</i>	<i>126</i>
<i>Ilustración 12. Potencias Promedios de la serie anual</i>	<i>127</i>
<i>Ilustración 13. Curva Potencia Aerogenerador Vs Multi-turbina.....</i>	<i>127</i>
<i>Ilustración 14. Algoritmo Carga de Curva del aerogenerador. Método de Hannel Holttinen.....</i>	<i>129</i>
<i>Ilustración 15. Algoritmo Cálculo de Potencia. Método de Hannel Holttinen</i>	<i>129</i>
<i>Ilustración 16. Algoritmo Presentación de Resultados. Método de Hannel Holttinen.....</i>	<i>130</i>
<i>Ilustración 17. Curva de Potencia Multi-turbina. Método de Hannel Holttinen (Canadá B 5 o Serie 17)</i>	<i>131</i>
<i>Ilustración 18. Algoritmo Carga de Curva del aerogenerador. Método Alternativo.....</i>	<i>131</i>
<i>Ilustración 19. Algoritmo Cálculo de Potencia. Método Alternativo</i>	<i>132</i>
<i>Ilustración 20. Algoritmo Presentación de Resultados. Método Alternativo.....</i>	<i>132</i>
<i>Ilustración 21. Curva de Potencia Multi-turbina. Método Alternativo (Canadá B 5 o Serie 17) .</i>	<i>133</i>
<i>Ilustración 22. Algoritmo Carga de Curva del aerogenerador G80</i>	<i>133</i>
<i>Ilustración 23. Algoritmo Cálculo de Potencia. Aerogenerador G80 (Canadá B 5 o Serie 17)</i>	<i>134</i>
<i>Ilustración 24. Algoritmo Presentación de Resultados. Aerogenerador G80 (Canadá B 5 o Serie 17)</i>	<i>134</i>

<i>Ilustración 25. Curva de Potencia Aerogenerador G80</i>	<i>135</i>
<i>Ilustración 26. Algoritmo Cálculo de Gráficas Comparativas de métodos</i>	<i>135</i>
<i>Ilustración 27. Comparativa Factor de Capacidad (Canadá B 5 o Serie 17)</i>	<i>136</i>
<i>Ilustración 28. Comparativa Potencia Media (Canadá B 5 o Serie 17)</i>	<i>136</i>
<i>Ilustración 29. Comparativa Energía Anual (Canadá B 5 o Serie 17)</i>	<i>136</i>
<i>Ilustración 30. Comparativa Curva Multi-turbina HH, Método Alternativo y curva aerogenerador G80</i>	<i>136</i>
<i>Ilustración 31. Algoritmo Creación de archivo “.txt.” de resultados.....</i>	<i>137</i>
<i>Tabla 1. Parámetros de Weibull.....</i>	<i>117</i>
<i>Tabla 2. Curva Multi-turbina para Serie de datos i (kW/m²).</i>	<i>119</i>
<i>Tabla 3. Curva Multi-turbina para Serie de datos i (kW).</i>	<i>120</i>
<i>Tabla 4. Calculo Potencia promedio para 10 primeros datos de la serie</i>	<i>126</i>
<i>Tabla 5. Resumen Resultados Comparación Método de HH, Método Alternativo y Aerogenerador.....</i>	<i>137</i>

Capítulo 9. Anexos

Capítulo 9. Anexos

Capítulo 1. Energía Eólica. Contexto	
Anexo I. Balance Electrico (REE)	
Anexo II. Anexo. Demanda Sistema Peninsular (REE)	
Capítulo 3. Generación de Series de Producción Eólica Regional.....	
Anexo I. Información Técnica Aerogeneradores	
Anexo II. Algoritmo_Preparacion_Datos_Canada	
Capítulo 5. Simulación de la curva Multi-turbina.....	
Anexo I. A multi-turbine power curve approach [Hannele Holttinen]	
Anexo II. Cálculo Parámetros de Weibull	
Casos Prácticos	
Caso Práctico 1	
Caso Práctico 2A	
Caso Práctico 2B	
Caso Práctico 3	
Caso Práctico 4A	
Caso Práctico 4B	
Caso Práctico 4C	
Caso Práctico 4D	
Caso Práctico 4E	
Caso Práctico 5	
Caso Práctico 6	
Curva de Potencia Aerogeneradores	
Datos Viento	